

Luis Enrique Manzano Villafuerte

Elaboración y evaluación de modelos energéticos sostenibles en entornos rurales aislados de la Amazonía del Ecuador

Director/es

Llera Sastresa, Eva-María
Valero Capilla, Antonio Félix

<http://zaguan.unizar.es/collection/Tesis>

© Universidad de Zaragoza
Servicio de Publicaciones

ISSN 2254-7606

Tesis Doctoral

ELABORACIÓN Y EVALUACIÓN DE MODELOS
ENERGÉTICOS SOSTENIBLES EN ENTORNOS
RURALES AISLADOS DE LA AMAZONÍA DEL
ECUADOR

Autor

Luis Enrique Manzano Villafuerte

Director/es

Llera Sastresa, Eva-María
Valero Capilla, Antonio Félix

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA
Escuela de Doctorado

2021

Tesis Doctoral

ELABORACIÓN Y EVALUACIÓN DE MODELOS ENERGÉTICOS SOSTENIBLES EN ENTORNOS RURALES AISLADOS DE LA AMAZONIA DEL ECUADOR

Autor

Luis Enrique Manzano Villafuerte

Director/es

Eva M^a Llera Sastresa

Antonio Valero Capilla

Instituto Universitario de Investigación Mixto CIRCE

2021

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Justificación y objetivos de la tesis	6
1.3 Contenido de la Tesis	6
CAPÍTULO II. LA ELECTRIFICACIÓN DE ENTORNOS RURALES O AISLADOS	7
2.1 La electrificación de las zonas rurales desde la perspectiva de la sostenibilidad	10
2.1.1 Los impactos socioeconómicos de la electrificación	10
2.1.2 Las tecnologías disponibles para la electrificación	11
2.1.3 Los aspectos económico-financieros de la ejecución de proyectos energéticos renovables en entornos rurales aislados	15
2.2 Enfoques en el diseño de planes y estrategias para la electrificación rural sostenible	17
2.2.1 Herramientas e indicadores	18
2.2.2 Procesos participativos	21
2.2.3 Enfoques híbridos	24
2.3 Requisitos de una metodología específica para la electrificación de zonas rurales y aisladas en Ecuador	27
CAPÍTULO III. MODELOS ENERGÉTICOS SOSTENIBLES	31
3.1 El sistema eléctrico en Ecuador y sus agentes	37
3.2 El proceso de la Electrificación Rural Aislada	38
3.3 Beneficios exógenos de la electrificación de las zonas rurales	41
3.3.1 La Cuantificación de los beneficios sociales en términos monetarios	44
3.3.2 Estimación de la capacidad de pago de poblaciones rurales	45
3.3.3 Propuesta para la evaluación de proyectos de electrificación rural aislada con sistemas fotovoltaicos	49
3.4 Metodología propuesta	66
3.5 Modelo de gestión de proyectos energéticos renovables a implementar por las empresas eléctricas de las zonas de concesión de las provincias amazónicas.	75
3.5.1 El desarrollo del Modelo de Gestión	77
3.5.1.1 Operación y Mantenimiento	77

3.5.1.2.	Sistema Tarifario	78
3.5.1.3.	Estrategia de Recolección y Plan de Manejo Ambiental	80
3.5.2.	Propuestas de mejora para el diseño de una Línea Base de evaluación de impacto	131
3.5.3.	Metodología para la evaluación de impacto	135
3.5.4.	Método	137
CAPÍTULO IV. ESTUDIO DE CASO		143
4.1.	Identificación, Descripción y Diagnóstico del Problema	145
4.2.	Introducción	146
4.3.	Contexto donde se desarrolla el proyecto	147
4.3.1.	Ubicación Geográfica	147
4.3.1.1.	Rutas de acceso y su estado	149
4.3.1.2.	Servicios básicos presentes en el territorio del proyecto	150
4.3.1.3.	Áreas deforestadas	153
4.4.	Población del Ámbito del Proyecto	155
4.4.1.	Composición de la Población por Edad y Sexo	155
4.4.2.	Pirámides Poblacionales de las provincias del área del proyecto	156
4.4.3.	Tipo de población	157
4.4.4.	Población indígena en el área del proyecto	158
4.4.5.	Composición del Hogar	159
4.4.6.	Niveles de pobreza	159
4.4.7.	Situación socio económica de la población	160
4.5.	Actores y grupos relevantes	162
4.5.1.	Otros proyectos, actores, ONG's	163
4.6.	Impactos socioeconómicos en el territorio	165
4.7.	Comunicación regional o local	166
4.8.	Sobre fuentes de energía y servicios energéticos en el área.	166
4.9.	Preselección de comunidades	170
4.10.	Selección de indicadores	172

4.10.1.	Metodología de Levantamiento de información	173
4.10.2.	Resultados Esperados	174
4.11.	Parámetros e indicadores considerados para la priorización	174
4.12.	Dispersión a la red y entre viviendas	176
4.12.1.	Dispersión de las Comunidades a la Red o Generador	176
4.12.2.	Dispersión entre viviendas en las comunidades.	177
4.13.	Capacidad y voluntad de pago	179
4.14.	Organización comunitaria	180
4.15.	Tipo de recurso a explotar en la comunidad	181
4.16.	Acceso a las comunidades	183
4.17.	Resultados por comunidades	184
4.17.1.	Comunidad Llanchama	184
4.17.2.	Comunidad Zancudococha	204
4.18.	Evaluación de Tecnologías en Función de los Recursos Disponibles.	208
4.18.1.	Turbina Hidrocinética	208
4.18.2.	Microred Fotovoltaica	213
4.19.	Comparación de las tecnologías	217
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES GENERALES		220
5.1.	Síntesis de la Tesis	220
5.2.	Contribuciones Científicas	224
5.3.	Perspectivas de Futuros Trabajos de Investigación	224
Bibliografía		226
Anexos		237

RESUMEN

La energía eléctrica constituye un desafío por conseguir un crecimiento con equidad de la población, a través de la incorporación de los sectores: rural y urbano-marginal al proceso de desarrollo del país, promoviendo emprendimientos productivos, y, por ende, mejoramiento de su calidad de vida, con lo cual se da atención a sus necesidades de comunicación, alumbrado y principalmente el desarrollo de sus actividades agropecuarias, artesanales, comerciales e industriales. No obstante, las soluciones basadas en extensión de red, se han ido agotando al tornarse cada vez más costosas y presentan graves efectos en el deterioro de la calidad del servicio. Es indudable por otro lado, que existen zonas aún no servidas, ubicadas especialmente en la Amazonía, en las que no resulta pertinente llegar con extensión de red atendiendo a razones de carácter económico, técnico, de impacto ambiental y sobre todo de respeto a la cultura de las etnias locales.

A fin de atender las necesidades de energía en dichas zonas, los Gobiernos han implantado soluciones tecnológicas, mediante distintos esquemas de implementación en los lugares aislados; que han representado alternativas versátiles utilizando energías renovables, respecto a otras alternativas convencionales para electrificación rural.

Sin embargo, así como otros países, Ecuador enfrenta el reto de conseguir la sostenibilidad técnica y financiera de los sistemas de Energía Renovable en estas zonas. Los esfuerzos que el gobierno ha realizado en esta materia, no solo han estado orientados a la ampliación de la frontera energética con proyectos de electrificación rural, sino también a la mejora de las capacidades de técnicos locales en aspectos de diseño, gestión de proyectos y normalización de estándares de referencia para electrificación tanto rural como rural aislada.

Esta tesis ha desarrollado un análisis sobre el estado del arte de los modelos de gestión que se han ejecutado a nivel mundial, con el objetivo de establecer las políticas, estrategias e indicadores que garanticen la sostenibilidad de dichos proyectos, en los ejes: ambiental, económico y social.

Así también, se ha planteado el desarrollo de los siguientes aspectos: (i) Implementación de una metodología adecuada para la evaluación y priorización a este tipo de proyectos; (ii) La aplicación de un modelo directriz para la gestión exitosa de los proyectos, que defina las responsabilidades, soluciones técnicas, mecanismos de pago, etc.; (iii) El establecimiento de un mecanismo financiero sostenible para cubrir los costos de Operación y Mantenimiento de estos proyectos; y, (iv) La aplicación de procedimientos normalizados para el seguimiento, monitoreo y control efectivo de los proyectos instalados, así como la evaluación de impacto de los mismos sobre la población considerando indicadores técnicos, ambientales y sociales.

Finalmente, y a través de un proyecto piloto implementado en una comunidad amazónica del Ecuador, se ha construido una propuesta de marco regulatorio para electrificación rural aislada, en la cual se identifican como prioritarios los siguientes aspectos: Un mecanismo de financiación sostenible, así como la estructuración de lineamientos de política pública para electrificación rural aislada, a través de la gestión adecuada de la demanda de energía, con la finalidad de cubrir dos características de los mismos, a saber, que sean sostenibles en el tiempo y que sean productivos para que garanticen el desarrollo, y específicamente la mejora de la calidad de vida de los pobladores de estas comunidades.

ACRÓNIMOS

ALER	Asociación Latinoamericana de Educación Radiofónica
AMARC	Asociación Mundial de Radios Comunitarias
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAF	Corporación Andina de Fomento
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CIMACYT	Centro de Investigaciones Matemáticas Aplicadas a la Ciencia y Tecnología
CNEL	Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad
CODENPE	Consejo de Desarrollo de las Nacionalidades y Pueblos del Ecuador
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad
CORAPE	Coordinadora de Radio Popular Educativa del Ecuador
DNER	Dirección Nacional de Energía Renovable
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica
EDI	Índice de Desarrollo de Energía (por sus siglas en inglés)
EED	Empresa Eléctrica de Distribución
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
ESI	Índice de Sostenibilidad Energética
ESMAP	Programa de asistencia para la gestión del sector energético (por sus siglas en inglés)
ETSI	Índice de Sostenibilidad de Tecnología Energética
FEDETA	Fundación de Tecnología Apropiada
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal
FICCKAE	Federación Interprovincial de Comunas y Comunidades Kichwa de la Amazonía Ecuatoriana
FMAN	Fondo Mundial del Medio Ambiente
FOMDERES	Proyecto Fomento del Desarrollo Rural en comunidades de Esmeraldas,
GAD	Gobierno Autónomo Descentralizados
GADMA	Gobierno Autónomo Municipal de Aguarico
GADMFO	Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Orellana
GEF	Proyecto del BID para la Electrificación Rural con energías Renovables en Zonas aisladas del Ecuador
IEA	Agencia Internacional de Energía (por sus siglas en inglés)
IICA	Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
ISF	Ingeniería Sin Fronteras
LCOE	Costo nivelado de energía (por sus siglas en inglés)
LOSPEE	Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica
LRSE	Ley de Régimen del Sector Eléctrico
MAE	Ministerio de Ambiente de Ecuador
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable

MEM	Ministerio de Energía y Minas
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables
MIPYMES	Micro, Pequeñas y Medianas Empresas
NDC	Corporación de Desarrollo de Namibia (por sus siglas en inglés)
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PBS	Cooperativa eléctrica rural en Bangladesh (por sus siglas en idioma Bengali “Palli Bidyut Samity)
PEA	Empresa estatal responsable de la distribución de electricidad en todas las partes del país, excepto en el área metropolitana de Bangkok
PERYS	Programa de Energía Rural y Social (Chile)
PNER	Plan Nacional de Electrificación Rural
PNUMA	Programa de la Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PROMECA	Proyecto de Modernización de los sectores eléctrico, telecomunicaciones y servicios rurales
RAE	Región Amazónica Ecuatoriana
REB	Junta de Electrificación Rural (por sus siglas en inglés)
REC	Cooperativa eléctrica rural (por sus siglas en inglés)
REST	Red Solidaria de Turismo de la Ribera del Río Napo
RPC	Razones de Precio de Cuenta
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
SHS	Sistemas domésticos solares (por sus siglas en inglés)
SIISE	Sistema Integrado de Indicadores Sociales del Ecuador
SNI	Sistema Nacional Interconectado
VEC	Comité de Electricidad del Pueblo (por sus siglas en inglés)
WEC	Consejo Mundial de Energía (por sus siglas en inglés)

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Desde la Segunda Revolución Industrial, el acceso a la energía es la base fundamental sobre la que se desarrolla el poderío económico y social de un territorio. En respuesta al elevado ritmo de crecimiento de la población mundial, alcanzar el equilibrio entre el gasto de energía y el desarrollo sostenible ha sido uno de los principales objetivos considerados en la creación de políticas energéticas en las últimas décadas (Meléndez, 2014). El uso eficiente de los recursos brindados por el ecosistema, es uno de los requerimientos indispensables para garantizar la sostenibilidad en todo ámbito, tanto económico, como ambiental y social y, además, que respete la capacidad ecológica de la tierra. Estos retos en general, requieren de guías y enfoques que permitan cubrir el aumento de la demanda de tal forma que dicho avance genere un resultado inversamente proporcional al impacto ambiental fomentado por la producción energética. De forma recurrente, se recomiendan dos estrategias para desvincular la relación entre el impacto ambiental y el avance económico: el uso de las energías renovables y la promoción de la eficiencia energética (Kiss, 2013).

Otro de los objetivos principales en la políticas gubernamentales ha sido la electrificación de los territorios como pieza fundamental para expandir el acceso al mundo moderno y conseguir bienestar y avance social (Winkler, 2006).

En el año 2011, la Asamblea General de las Naciones Unidas fija como objetivo a medio plazo el acceso universal al servicio eléctrico, promoviendo la eficiencia energética y el uso de energía renovable. En este sentido, el compromiso consiste en no dejar a nadie atrás en un esfuerzo por ayudar y promover el crecimiento inclusivo, logrando instaurar los objetivos de desarrollo sostenible en su visión más amplia (Banco Mundial, 2018).

En 2015, las Naciones Unidas definen los Objetivos de Desarrollo Sostenible, el séptimo de los cuales es: "garantizar el acceso a energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos" (PNUD, 2015).

La electricidad por sí sola puede no ser capaz de crear todas las condiciones para el crecimiento económico, pero obviamente es esencial para las necesidades humanas básicas y la actividad económica. De acuerdo con Kanagawa and Nakata (2008), el acceso a la electricidad puede mejorar las condiciones socioeconómicas en los países en desarrollo a través de su influencia en los componentes clave de la pobreza, a saber, la salud, la educación, los ingresos y el medio ambiente.

Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), en el periodo comprendido del 2000 al 2012, 1.200 millones de personas en países en vías de desarrollo (aproximadamente el 16% de la población actual) obtuvieron el servicio de energía eléctrica, principalmente a través de la expansión de la red, el uso de combustibles fósiles y el aprovechamiento de las energías renovables. (IEA, 2017a). Las proyecciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2017b) estiman que desde el año 2012 la cifra de personas sin acceso a energía eléctrica ha seguido disminuyendo con una tasa de alrededor de 62 millones por año.

En un análisis por grandes zonas geográficas, Asia tiene un porcentaje de cobertura del orden del 89% con corte al año 2016, destacando por ejemplo que China alcanzó el 100% de la electrificación en el año 2015, mientras que Indonesia y Bangladesh atendieron la demanda de 100 y 90 millones de personas, respectivamente, desde el año 2000 (IEA, 2017b). Cabe destacar que con los esfuerzos que realicen India e Indonesia, toda la región asiática alcanzará el 99% de electrificación al año 2030.

En lo que respecta al continente africano, la IEA hace un especial énfasis en la región de África Subsahariana, ya que en ésta se encuentran 49 países ubicados al sur del desierto Sahara y cuya realidad socio-económica dista mucho de los países del Norte de África. África subsahariana a su vez se subdivide en cuatro subregiones diferentes: África oriental, África occidental, África austral y África central, en la que habitan 900 millones de personas (Ayuda en Acción, 2018), de las cuales, 590 millones de personas aún no tienen energía eléctrica, en tanto que 780 millones de personas siguen utilizando la biomasa para la cocción de alimentos. La extensión de la red es el principal medio para la electrificación en la región, aprovechando los recursos naturales renovables como la hidroelectricidad y la geotérmica, como en el caso de Kenia. Así también, y a través de sistemas solares residenciales se atendió en el año 2016 a 2 millones de personas, en cuyos proyectos se ha podido utilizar el servicio de telefonía móvil para desarrollar plataformas y modelos de gestión de recarga de energía en los hogares que utilizan estos sistemas descentralizados (IEA, 2017b) .

Según la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), América Latina tiene un 97% de acceso a la electricidad, resultado del esfuerzo de los últimos 15 años, en los cuales pasó del 89% a la cifra actual. No obstante, ese 3% restante que resta para el acceso total, conocido como "la última milla", representa alrededor de 21 millones de personas, lo cual es por sí mismo un reto muy complicado para la región, debiendo para ello combinar varios aspectos como: ambientales, regulatorios, financieros, tecnológicos, entre otros (OLADE, 2018a). Cabe destacar que estas cifras de acceso a la electricidad varían según los países, por ejemplo, en el caso de Argentina,

Brasil y México, cuyas grandes economías les permiten ser parte del G20, que muy a pesar de tener tasas de cobertura cercanas al 100%, aún presentan alrededor de 2,7 millones de personas sin acceso a la energía. Por otro lado, dentro de la clasificación se tienen también países cuyas tasas de electrificación son menores al 95%, entre ellos tenemos a: Bolivia, Surinam, Guayana y varios de los países centroamericanos, cuyos ingresos y economías son menores, en tanto que Haití es el país isleño con menor acceso a la energía de la región, y dentro del rango de países con menor cobertura del mundo, con apenas el 30%, a diferencia del resto de estados insulares como: Barbados, Cuba, Trinidad y Tobago, República Dominicana, entre otros, cuyas tasas son superiores al 97% (OLADE, 2018a).

No obstante, las zonas rurales presentan unos porcentajes menos prometedores que suponen uno de los principales impedimentos para su desarrollo económico según (Khand Ker et al., 2009). Según la IEA, sólo el 65,1 por ciento de las zonas rurales de los países en desarrollo tuvieron acceso a la electricidad en 2011, mientras que las tasas de electrificación rural de las economías en transición y de los países de la OCDE fueron del 99,7 por ciento (IEA, 2011). En el artículo publicado por (Banco de Desarrollo de América Latina, 2014) se describe que los avances alcanzados en América Latina y parte del Caribe para proporcionar acceso energético han cubierto un 94% del total de la población, restando cubrir un 0,2% de la población urbana y un 26% de la población rural.

Como Mendieta y Escribano (2015) sostienen, suministrar electricidad a poblaciones rurales no únicamente beneficia el campo de la educación y salud, sino que su propia supervivencia depende en forma directa del acceso a dicho suministro. La electricidad también puede servir para dar el impulso necesario para implementar sistemas para dotación de agua potable e inclusive acceso a sistemas de comunicaciones, servicios innovadores que provocan cambios en las formas de vida y significan un incremento en las posibilidades y oportunidades de los individuos y los colectivos sociales. Chaurey et al. (2004) demuestran que existe una fuerte correlación entre la pobreza rural y el acceso a la electricidad porque la electricidad es un requisito previo para las actividades productivas.

No obstante, el desarrollo de planes energéticos sostenibles presenta mayores dificultades cuando se trata de su implementación en entornos rurales o aislados. En su mayoría se trata de zonas aisladas o muy alejadas del área de operación de la red eléctrica y con pocas posibilidades de interconexión debido a la ausencia de caminos estables o a su difícil acceso. Allí, las condiciones de vida existentes impiden un acceso al servicio público de energía eléctrica, cobrando un mayor interés el uso de los recursos naturales a disposición (Janet et al., 2014).

Por otro lado, las empresas que suministran electricidad enfrentan un gran desafío al intentar proveer energía eléctrica a estos pequeños grupos poblacionales aislados en forma continua, debido al alto costo de sistemas de generación y distribución basados en la quema de combustibles fósiles, por lo cual se promueve sustituirlos por sistemas autónomos con energías renovables como alternativa efectiva para reducir costos operativos.

En el Ecuador, la relación entre comunidad y sostenibilidad es actualmente uno de los temas más debatidos.

De hecho, el Plan Nacional del Buen Vivir, elaborado en 2013 por el Gobierno del Ecuador, (Senplades, 2013) pivota en torno a la idea de auspiciar la igualdad, la cohesión, la inclusión y la equidad social y territorial, en la diversidad; mejorar la calidad de vida de la población, y garantizar los derechos de la naturaleza y promover la sostenibilidad ambiental territorial y global

Para ello, todas las acciones del Plan han de orientarse a la consecución de los siguientes objetivos:

- 1) Garantizar una vida digna con iguales oportunidades para todas las personas.
- 2) Afirmar la interculturalidad y plurinacionalidad, revalorizando las identidades diversas.
- 3) Garantizar los derechos de la naturaleza para las actuales y futuras generaciones.

En el ámbito energético, el Plan Nacional del Buen Vivir (Senplades, 2013), pretende transformar la matriz energética del Ecuador con ayuda de políticas de promoción y líneas estratégicas que permitan aumentar la participación de energías renovables y disminuir las emisiones de efecto invernadero. Es el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, creado en 2007, el que fundamenta el establecimiento de los lineamientos generales de la estrategia eléctrica a largo plazo en el país y su elaboración, planificación, programación de tiempos y financiación.

La generación de electricidad a través de fuentes renovables es percibida como una alternativa de alto interés para los desarrolladores de modelos de electrificación sostenible en el país. Como es el caso de la energía fotovoltaica que convierte la radiación solar a energía eléctrica y una de las tecnologías renovables que lideran en el campo investigativo, debido a sus continuos avances tecnológicos, el limitado impacto medioambiental y el reducido coste de implementación que presentan hoy en día.

En este sentido, se plantea la instalación en el país de un significativo número de sistemas fotovoltaicos en un horizonte de tiempo muy corto, gracias a una serie de medidas de promoción iniciadas por el Gobierno del Ecuador.

En el ámbito social, dentro las políticas y lineamientos estratégicos asociados a garantizar el Buen Vivir rural y la superación de las desigualdades sociales y territoriales, con armonía entre los espacios rurales y urbanos el Plan Nacional establece como acciones:

- a) Caracterizar y diferenciar la dotación e implementación de servicios y bienes públicos en áreas rurales.
- b) Ampliar y sostener la oferta de productos agroecológicos, artesanales y de servicios provenientes de la economía popular y solidaria y de las Mipymes rurales. Asimismo, en el Plan del Buen Vivir, en el eje 1 de los Objetivos Nacionales de Desarrollo, se pretende brindar los derechos para todos durante toda la vida.

Hasta la fecha de inicio del presente trabajo, en Ecuador ha sido práctica común en el país, concebir los proyectos de electrificación en centros urbanos y la prestación del servicio eléctrico hacia las áreas rurales ha sido a través de extensiones de redes de electrificación, considerando únicamente aspectos técnicos en su implementación dejando de lado los aspectos sociales y ambientales.

Bajo estas consideraciones, no siempre los proyectos de electrificación han cumplido con un fin social-integral, porque los beneficiarios no fueron los partícipes en su elaboración.

Adicionalmente, el empleo de la energía para usos productivos no se ha considerado como aspecto indispensable en la electrificación rural. Por tanto, se desconocen los beneficios del proyecto e inclusive pueden no satisfacer las verdaderas necesidades y prioridades de la población beneficiaria como: mejorar la calidad de vida de la población, impulsar actividades que generan ingresos y permitir el funcionamiento de centros de salud, escuelas y centros comunitarios.

En general, el proceso de electrificación rural ha presentado una serie de barreras e inconvenientes al no existir un procedimiento para el diseño e implementación de proyectos de electrificación rural, que contemple factores como:

- La alta dispersión y baja demanda del suministro eléctrico en áreas rurales, lo que ha dificultado aún más la prestación del servicio, mediante extensión de la red eléctrica, por sus altos costes económicos.
- La dificultad en el establecimiento de mecanismos sustentables que aseguren la operación y mantenimiento de los sistemas rurales de electrificación, especialmente aquellos no conectados a la red nacional.
- La inexistencia de mecanismos de comunicación, consulta y asistencia técnica para fomentar la participación y conjunta de los sectores involucrados y de los beneficiarios directos del proceso de electrificación.

Partiendo de la idea de que los programas de electrificación son cruciales para mejorar las condiciones de vida y promover el desarrollo en las zonas rurales es preciso evaluar los impactos de esos programas para determinar si las intervenciones son pertinentes y rentables. De hecho, las evaluaciones proporcionarían mediciones de los resultados y ayudarían a identificar la relación causal entre las actividades de la intervención y estos resultados socioeconómicos.

En forma recurrente, los planes de energización rural, gestionada por etapas, establecen 4 de éstas para cumplir con los objetivos propuestos a largo plazo, en un lapso que puede tomar hasta 20 años, culminando con la universalización de la energía en el área rural de determinado país (Doménech Lega, 2010)

La presente Tesis aborda la definición y el desarrollo de un esquema de elaboración, planificación y evaluación de proyectos de electrificación rural, basados en el aprovechamiento de energías renovables y la generación de las bases de una economía rural sostenible.

La metodología obtenida se aplica al caso de la Amazonía¹, región que presenta la mayor concentración de zonas rurales aisladas en el Ecuador, mismas que no disponen de un suministro eléctrico adecuado. La región amazónica abarca aproximadamente el 47% del territorio continental de Ecuador, con una extensa vegetación y bosques húmedo-tropicales, y alberga menos del 5% de la población total del país, en su mayoría grupos étnicos asentados en emplazamientos con accesibilidad reducida.

Si bien ha habido una masiva instalación de sistemas fotovoltaicos en las zonas rurales aisladas de la Amazonía del Ecuador, ésta no ha respondido a criterios de sostenibilidad económica de las comunidades beneficiarias. Por tanto, es necesario establecer los fundamentos teóricos para la

¹ El Ecuador se divide en cuatro regiones: Costa, Sierra, Amazonía y Región Insular. Cada una de estas regiones se caracteriza por tener: clima, tipo de vivienda y densidad poblacional determinadas. La región amazónica está constituida por las provincias de: Sucumbíos, Napo, Orellana, Pastaza, Morona Santiago y Zamora Chinchipe

elaboración una estrategia nacional de planificación y ejecución de proyectos renovables aislados, considerando aspectos de sostenibilidad económica, viabilidad técnico-económica, inclusión social y respeto medioambiental.

1.2 Justificación y objetivos de la tesis

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, la deficiente o nula implementación de esquemas de actuación que garanticen la sostenibilidad de proyectos desarrollados en núcleos rurales puede originar la creación de fronteras, en donde aquellos sectores alejados de la red eléctrica, se vean marginados de educación, salud y desarrollo con el consiguiente fallo en el objetivo de procurar llegar con el servicio de energía a todos los rincones.

El objetivo de esta tesis es elaborar y evaluar un modelo de gestión para la planificación y ejecución de proyectos de energía en entornos aislados bajo los tres pilares de la sostenibilidad: economía, medioambiente y sociedad.

Su aplicación al caso de la Amazonía del Ecuador va a permitir al Estado ecuatoriano el establecimiento de los lineamientos de una política estatal asociada como es el Plan Nacional del Buen Vivir a la gestión de proyectos de electrificación rural aislada a través de fuentes renovables por parte de las empresas eléctricas distribuidoras.

1.3 Contenido de la Tesis

El presente trabajo se ha estructurado en cuatro capítulos.

El Capítulo I aborda aspectos principales y la problemática que involucra la implementación de sistemas de electrificación en entornos rurales, como las base que sustenten el trabajo que se desarrolla a lo largo de la Tesis Doctoral y los objetivos y alcances que se pretenden en la misma.

En el Capítulo II se presenta el estado del arte sobre trabajos mundialmente reconocidos con una amplia revisión bibliográfica como soporte científico-teórico que aborda la temática asociada a modelos energéticos sostenibles de electrificación rural, describiendo sus tecnologías e impacto económico y ambiental aplicado a entornos rurales aislados.

En el Capítulo III se presenta el desarrollo de una metodología para la elaboración de modelos de gestión de proyectos de electrificación rural sostenibles a través de diferentes análisis y estimaciones, identificando de manera directa el problema y proponiendo así la secuencia de solución.

En el Capítulo IV se aplica la metodología al caso de los entornos rurales aislados de la Amazonía del Ecuador. De esta manera resaltan las ventajas que integran este trabajo de investigación y los resultados que se alcanzan en el desarrollo del modelo de gestión.

Finalmente, en el **Capítulo V** se realiza una síntesis del trabajo, resumiéndose las conclusiones y recomendaciones obtenidas durante la investigación, así como las principales aportaciones de la metodología desarrollada y los resultados del caso a estudio. Se concluye con las perspectivas y líneas de investigación a seguir en los aspectos abordados en la tesis.

CAPÍTULO II. LA ELECTRIFICACIÓN DE ENTORNOS RURALES O AISLADOS

El requerimiento de energía ha aumentado a niveles nunca antes vistos durante las últimas décadas, y a futuro se pronostica que seguirá en aumento a una tasa del 53% para los últimos 25 años, considerando para ello la proyección del periodo 1990 – 2035, lo que puede llevar de los $1,48 \cdot 10^{13}$ TWh requeridos en el año 2008, a unos $2,26 \cdot 10^{13}$ TWh para el año 2035 (Schwartz, 2013).

El incremento desmesurado del consumo energético a escala mundial, en la actualidad, ha desembocado en uno de los mayores retos de la época. Dicha problemática, ligada directamente al crecimiento de la población, afecta directamente al cambio climático y a la escasez de recursos naturales.

Por otra parte, el estudio de Doyle (2013) describe que a pesar de estar en la agenda política durante más de dos décadas, sigue habiendo un acalorado debate sobre cómo podría ser un futuro sostenible, cómo alentarlo y cuáles serían sus consecuencias para la vida cotidiana. Mientras tanto, se mantienen las trayectorias de desarrollo que no son sostenibles y la creciente evidencia empírica sugiere que los "sistemas de soporte vital planetario" están siendo empujados al punto de ruptura, lo que podría causar un "cambio ambiental irreversible y abrupto". Si bien los procesos de producción y la eficiencia de los recursos han sido objetivos de las políticas generadas a la actualidad, los patrones de consumo insostenible de las economías avanzadas se reconocen cada vez más como el centro de las actuales crisis económica, social y ambiental. La dependencia del sistema económico global del crecimiento impulsado por el consumo, junto con el aumento de los niveles de población y la difusión del consumismo al estilo occidental, aumenta la presión sobre los recursos naturales clave que intervienen en el suministro de bienes y servicios sociales.

Como resultado, se predice una insuficiencia de recursos energéticos, escasez de agua y escasez de alimentos para 2030 de forma paralela al crecimiento energético mundial. Frente a estos

desafíos, una pregunta apremiante es “cómo administrar los recursos críticos de energía, agua y alimentos” para no afectar el ecosistema, caracterizado por la provisión de bienestar social dentro de los límites ecológicos. Muchos investigadores en el campo del consumo sustentable argumentan que vivir dentro de los límites ecológicos de la tierra requerirá una reevaluación fundamental de los sistemas de producción y consumo, así como un cambio de un modelo económico expansionista a uno basado en la contracción y la convergencia. Este argumento surge de la gran discrepancia observada en los patrones de consumo entre (y dentro de) las naciones donde una distribución equitativa del uso de recursos requeriría que las economías occidentales avanzadas restrinjan su consumo para permitir el crecimiento dentro de las economías menos desarrolladas y emergentes. El indicador de huella ecológica se usa comúnmente para ilustrar este punto. Esto muestra que, si cada persona en el mundo adoptara el estilo de vida de un norteamericano promedio, se requerirían más de cuatro tierras para mantener las tasas de consumo, agotamiento de recursos y asimilación de residuos asociadas (Doyle, 2013).

Ante esta calamidad observada, los desarrolladores de políticas mencionan que la sostenibilidad y la evaluación ambiental estratégica (EAE) se encuentran muy intrincadas, esta última se utiliza para evaluar los impactos de la sostenibilidad de programas, planes o políticas a establecer y su resultado permite informar sobre la toma de decisiones en cuanto a la solución de problemas de sostenibilidad y promover la misma en todos los proyectos. Sin embargo, en la práctica, específicamente en el sector energético, la EAE o no se aborda o no se ejecuta de forma correcta, en virtud de que se prioriza un objetivo final económico, y en consecuencia no existen rastros confiables de generar un plan sistematizado para alcanzar la sostenibilidad o mantenerla.

En muchas ocasiones las estrategias habilitadas por los países tanto para facilitar el acceso a la electricidad como a otras energías finales para una cocción de alimentos limpia y moderna no son sostenibles en lo económico, social, ambiental, y mucho menos en gobernabilidad.

La investigación de White (2013) propone proporcionar un marco estructurado que define estrictamente los principios de la sostenibilidad a través de la evaluación experta de los escenarios en los que se pretenda implementar un proyecto eléctrico, además de promover la vinculación de un examen que permita evaluar las implicaciones que tendrá el sector eléctrico y las posibles metodologías utilizadas para la evaluación ambiental estratégica. Concluyendo que la ausencia de definición de variables que sean medibles y cuyo resultado promueva la sostenibilidad del sector energético sugiere la necesidad de una metodología y orientación de EAE mejorada que describa el alcance y los enfoques de la sostenibilidad, a la vez que incorpore efectivamente la sostenibilidad en la práctica de la EAE. Para que la EAE cumpla con su mandato de sostenibilidad, se deben desarrollar y adoptar de manera más amplia metodologías de evaluación de impacto que permitan aclarar tanto el concepto de sostenibilidad como la incertidumbre en torno a políticas, planes y programas, para que en base a las lecciones aprendidas de la práctica que describen el uso apropiado de metodologías tanto cuantitativas como cualitativas puedan ser compartidas.

Bajo estas premisas se hace necesario profundizar en las especificidades del problema que ha de abordarse, en este caso, la electrificación de zonas rurales.

En general, la electrificación rural se define como la provisión de electricidad para el uso de las comunidades rurales, independientemente de las fuentes de generación y las tecnologías. Sin embargo, el Banco Mundial y otras organizaciones internacionales como la IEA o la ESMAP, han

aplicado una visión más amplia definiéndola como la facilidad de llevar electricidad a las zonas rurales o remotas de un país a través de la red, fuera de la red o con tecnologías combinadas (Rahman, 2014).

La ONU (2020) indica que no existe una única definición internacional que permite distinguir las áreas urbanas de las rurales, con lo cual, otorgan a cada país una posición particular sobre este tema.

Cabe destacar que, para los países desarrollados, la única diferencia notoria sería el número y el grado de concentración de la población. Berardo (2019) atribuye a la concentración de infraestructura, al movimiento migratorio experimentado hacia dichos sectores, el desarrollo del transporte ferroviario y terrestre, así como al devenir de los medios de comunicación, entre otros, los factores que determinaron la urbanización de las ciudades y el proceso de división de los entornos urbanos y rurales experimentado a partir de la Revolución Industrial. Nishimura & Malonda (1986) consideran que el crecimiento urbano ha ido experimentando un proceso diferente, a través de un irregular manejo de la tierra que colindaba con dichos centros urbanos.

En cuanto a los países en transición, el estudio desarrollado por Nishimura & Malonda (1986) para Bangladesh, Filipinas, India, Pakistán, Nepal y Malasia, en comparación con Japón, denota que el contexto de las zonas urbanas no se compara con lo que sucede en las áreas rurales de los países en vías de desarrollo, caracterizadas por un desequilibrio económico y social y cuyas causas son la existencia de políticas preferentes a lo urbano, una inadecuada aplicación de los Planes de Desarrollo, la pobreza, la mala alimentación, el acceso limitado a educación y salud de calidad, un pobre o escaso desarrollo tecnológico y la inexistencia de créditos agrícolas que fomenten la principal actividad económica de sus moradores, entre otros.

La electrificación rural ocupa un lugar destacado en la agenda de desarrollo sociopolítico en casi todos los países en desarrollo y según Diniz et al. (2003), los grandes programas de energización están orientados a mejorar el estilo de vida de sus habitantes beneficiándose de la máxima capacidad del entorno que lo rodea.

En este capítulo de la Tesis, se abordan los aspectos característicos de la problemática relacionada con el acceso a la energía presente en las zonas apartadas o rurales alrededor del mundo y se analizan diferentes planes de mejora, soluciones y modelos adoptados según las experiencias reportadas en la bibliografía, cuyo objetivo es cubrir la brecha energética y alcanzar la sostenibilidad en dicho campo.

La mayoría de las fuentes bibliográficas en el campo de la electrificación rural o de zonas aisladas son estudios de caso en los que se analizan las experiencias en un país o una región.

A efectos de la presente tesis, el estudio del arte se aborda y presenta desde dos perspectivas: la identificación de variables involucradas en la electrificación de las zonas rurales pertenecientes a los tres ejes de la sostenibilidad (impactos socioeconómicos, las tecnologías disponibles, los recursos financieros) y el estudio de los diversos enfoques existentes en el diseño de planes y estrategias para la electrificación rural sostenible como forma de integrar dichas variables.

2.1 La electrificación de las zonas rurales desde la perspectiva de la sostenibilidad

2.1.1 Los impactos socioeconómicos de la electrificación

El gasto energético en iluminación es una de las diferencias notorias que se presentan entre las zonas urbanas y rurales. A pesar de que, en las zonas rurales de los países en vías de desarrollo, las redes eléctricas son limitadas y ofrecen una menor calidad de suministro de energía, los hogares destinan sin embargo más recursos económicos por unidad de energía. Meier et al. (2010) analizan el caso del Perú, en donde los quintiles más bajos de las poblaciones rurales, que no disponen del servicio de la red eléctrica, utilizan otras fuentes de energía no convencionales, como sistemas solares domiciliarios, baterías de automóviles y de celda seca, entre otros, cuyos valores representan una reducción de apenas el 5% del costo que pagan los hogares que si tienen electricidad. Por tanto, dichas familias estarían en la capacidad de pago mensual del servicio de la red convencional, si ésta estuviese disponible.

En particular, se han puesto de relieve los impactos positivos de la electricidad para las poblaciones remotas en términos de menores gastos familiares en el suministro de energía tradicional (queroseno, baterías, recarga móvil, etc.), al tiempo que se mejoran las condiciones del aire interior (Aklin et al., 2017; Obeng et al., 2008).

La evaluación de los impactos de la electrificación rural en Bangladesh desarrollada por Rahman et al., (2013) identificó verdaderos progresos socioeconómicos entre la población beneficiaria además de verificar que los ahorros provenientes de la no compra de los sustitutos energéticos de la electricidad, o en virtud de una mejora en su productividad agrícola, permitieron que los hogares puedan incrementar los gastos destinados a la alimentación.

Además, cuando se concibe adecuadamente, el suministro de electricidad puede ayudar a aumentar los ingresos familiares, teniendo más horas diarias para estudiar o trabajar, e incluso para el entretenimiento (Grimm et al., 2017; Karumba, M; Muchapondwa, 2017).

Wamukonya & Davis (2001) señalan en su estudio para Namibia que uno de los aspectos que se observó con la electrificación rural, fue el incremento del número de horas de actividad durante la noche, siendo las mujeres las que mayor tiempo permanecían despiertas, ya que había presentado el fenómeno del incremento de su carga laboral en el hogar. En tanto, los hombres aprovecharon ese tiempo extra de luz en actividades de ocio como ver la televisión, o en su defecto, en el caso de algunos maestros, utilizaban estas horas de iluminación para preparar el trabajo del día siguiente, o en lectura.

La electricidad también afecta positivamente a la economía local debido a que posibilita el uso de infraestructura especializada para usos productivos; en tal virtud, los gobiernos deberán utilizar la electrificación como herramienta estratégica que impulse directamente el sector agrícola y el turismo para catapultar el desarrollo local.

Los hogares a menudo tienen una percepción subjetiva de si el acceso a la electricidad ha tenido algún efecto sobre la salud. Wamukonya and Davis (2001) reportan que de acuerdo con los miembros del 49% y el 35% de los hogares de Namibia con electrificación de red y solar,

respectivamente, su salud ha mejorado desde la obtención de electricidad. Esta disparidad puede explicarse por el hecho de que los hogares electrificados por la red pueden usar electricidad para una gama más amplia de servicios, por ejemplo, el agua caliente, que puede mejorar las percepciones de la higiene del hogar a diferencia de los hogares con energía solar. No es ajeno tampoco en este país, el uso de linternas solares, mucho menos costosas que las lámparas de keroseno y velas. Por otro lado, se tienen los sistemas pico solares o domiciliarios que se encuentran en el rango de 1 a 10 Wp, y que pueden ser provistos por empresas privadas, las cuales brindan facilidades de pago al consumidor, y un sistema ágil de banca móvil para recargas.

No obstante existen pruebas de beneficios notables sobre la salud, en virtud de la reducción de enfermedades respiratorias debidas a la inhalación de los vapores originadas por las lámparas de keroseno en los hogares (Sadeque et al., 2014).

Otro de los indicadores obtenidos en el estudio de Wamukonya and Davis (2001) es el porcentaje del número de hogares, alrededor del 87%, que los pobladores indicaron que el acceso a la luz eléctrica mejoró su percepción de seguridad y protección.

En la investigación desarrollada por Mendieta y Escribano (2015) para el caso de Ecuador, se evalúan las oportunidades que proporciona el acceso a la electricidad para alcanzar el denominado Sumak Kawsay (Buen Vivir en idioma Quechua), una estrategia adoptada en la consecución de la igualdad de condiciones en todos los rincones del territorio del país sudamericano. El suministro eléctrico brinda un impacto positivo para la seguridad, educación y salud de sus habitantes y también incentiva la inclusión del género femenino ya que al disponer de más tiempo lo pueden dedicar a otras actividades económicas, de cuidado de niños o de ocio.

No obstante, como Wamukonya and Davis (2001) destacan, la electrificación sustituye parcialmente la utilización de combustibles de baja calidad, y sus beneficios dependerán del tipo de tecnología utilizada. Así es el caso de los paneles fotovoltaicos, los cuales únicamente cubren los servicios de iluminación, y en ciertas habitaciones, por lo cual el uso de la vela seguirá siendo utilizada en estos hogares, al igual que la madera y la parafina para la cocción. Por otro lado, la extensión de la red si representa el mejor sustituto de los combustibles tradicionales, pero no completamente, ya que las intermitencias del servicio obligan a las comunidades a acudir a los recursos tradicionales.

2.1.2 Las tecnologías disponibles para la electrificación

Otro aspecto a estudio en el caso de la electrificación rural es la selección de la tecnología más óptima para proporcionar el acceso a la energía. Dicha elección depende principalmente de la disponibilidad de recursos, la distancia de la red central, los tipos de carga, las características geográficas de las áreas seleccionadas, las características de la comunidad local, la infraestructura existente y la disponibilidad y madurez de la tecnología elegida. La selección de la tecnología también está influenciada por la política y el marco institucional y la socioeconomía de las zonas rurales.

Las tecnologías potenciales para la electrificación rural presentan variedad de opciones y cada tecnología varía en muchos aspectos como: las técnicas de generación, los costos de energía por

unidad, el costo de capital inicial, la confiabilidad de los servicios, la disponibilidad en los mercados locales y el empleo de habilidades locales y mano de obra (Rahman, 2014).

Bhattacharyya (2013) coincide con lo manifestado en el párrafo anterior, a la vez que afirma que el ámbito tecnológico no debe verse como el único aspecto para el desarrollo productivo, social y económico de los sectores rurales, sino que debe convertirse también en un mecanismo para mejorar la salud y la educación, lo cual a su vez incrementa el ingreso para las familias en el mediano y largo plazo.

El acceso a la electricidad, se puede dar principalmente a través de tres alternativas generales, por medio de una red convencional de energía eléctrica, que generalmente es la más rentable, sobre todo cuando se tiene una población más concentrada y de mayor número de habitantes, microrredes con energía renovable o a través de una combinación de varias tecnologías, por ejemplo, generación termoeléctrica y sistemas fotovoltaicos residenciales.

Para Rahman (2014), la extensión de la red podría ser la primera opción para proporcionar acceso a la electricidad a las áreas rurales. Un suministro de electricidad basado en la red es la preferida por los clientes, los responsables de las políticas y ciertos interesados externos, debido a que tiene numerosas ventajas como la fiabilidad, la capacidad sin restricciones y la independencia climática.

A nivel mundial, solo unos pocos países en desarrollo tienen éxito en la provisión de electricidad a la población rural a través de la extensión de la red, mientras que muchos países aún no han tenido éxito. La electrificación rural a través de la extensión plantea varios desafíos. Las áreas rurales tienen limitantes que hacen que su electrificación sea más difícil en comparación con las áreas urbanas. En áreas rurales, las actividades agrícolas son dominantes, la proporción de mano de obra es alta y los ingresos son en promedio bastante bajos. Debido a la naturaleza dispersa de los hogares, el número de conexiones por km de línea eléctrica es bastante bajo y el consumo de energía por conexión también lo es, debido a la falta de usos de energía productiva (falta de industrias).

En consecuencia, esto causa una demanda de energía por km de línea de distribución muy baja. Y, por lo tanto, los costos por conexión y por kWh suministrados son significativamente mayores, debido a las malas comunicaciones y al mal terreno; la operación y el mantenimiento se tornan problemáticos y costosos, además de verse afectado por la mala publicidad generada por la calidad del suministro de energía que suele ser bastante baja. (Rahman, 2014)

La Agencia Internacional de la Energía, en su informe de perspectivas sobre el acceso a la energía para el año 2017 (IEA, 2017a) señala que las microrredes representan la solución técnica menos costosa para las comunidades más alejadas de la red convencional, en virtud de su costo nivelado de energía (LCOE) que es más alto que un sistema de Transmisión y Distribución, y cuya población se encuentra más densamente concentrada, y que fundamentalmente dependen de tecnologías renovables modulares, sistemas de almacenamiento con baterías, así como de generadores térmicos. Una de las condicionantes para su selección es el de disponer de una demanda fija que permita justificar la inversión inicial de la misma, aunque pudiesen tener la opción de que algún momento puedan interconectarse a un sistema de Transmisión y Distribución, lo que representaría que se tengan que realizar inversiones adicionales, lo cual conllevaría un alto riesgo.

Finalmente se tienen los sistemas individuales térmicos o renovables, cuya caída vertiginosa de precios de estos últimos los hace más atractivos, a pesar de que tienen el mayor LCOE de las soluciones tecnológicas disponibles.

Existen estudios como el estudio desarrollado por Mainali (2014) en el que se identifican las tecnologías más adecuadas para dos territorios tan distintos como Nepal y Afganistán en base a los valores del LCOE considerado como un indicador para su selección. De allí que los resultados han mostrado, para el caso de Nepal, que la extensión de la red es la opción con un valor menor del indicador, en donde las características de la población muestran una alta densidad y concentración de viviendas, y por ende una mayor población que servir. Por otro lado, en las viviendas más alejadas, y que cuentan con recurso hídrico, ha sido exitosa la aplicación de micro centrales hidroeléctricas; pero también, aquellos sectores que no disponían de este recurso natural, tuvieron resultados favorables con la instalación, tanto de sistemas eólicos, así como sistemas fotovoltaicos domiciliarios, en ese orden. En el caso de Afganistán, la extensión de la red aparece como no factible, en tanto que la primera opción de electrificación renovable son las micro hidroeléctricas, posteriormente se tienen los generadores a diésel, y finalmente los sistemas solares domiciliarios, ocupan el último lugar de prelación.

En cuanto a la generación de electricidad, los generadores de gasolina y diésel se han utilizado tradicionalmente en zonas aisladas de la red eléctrica pero crean dependencias externas, inseguridad por los costos fluctuantes de los derivados de petróleo, además de emisiones tóxicas y de gases de efecto invernadero (Akorede et al., 2010).

Las tecnologías renovables pueden superar estas limitaciones, mejorando la sostenibilidad de los proyectos (Brent and Rogers, 2010; Yadoo and Cruickshank, 2012). No obstante, su adecuación a los proyectos de electrificación depende de las condiciones y características de cada país y más concretamente del emplazamiento del área a electrificar.

En especial, en los territorios que presenta unas excelentes condiciones solares lo hace atractivo para la implementación de sistemas solares fotovoltaicos aislados de baja escala. Esto ha permitido, por ejemplo, la recuperación en tan solo cuatro años de la inversión dedicada a sistemas de electrificación rural en 4 años Etiopía (Gashie et al., 2009).

La energía solar fotovoltaica ha sido ampliamente utilizada en las últimas décadas, especialmente como sistemas basados en individuos para fines domésticos o productivos (Akikur et al., 2013). Se pueden encontrar casos de aplicación de esta tecnología en zonas rurales de Argentina (Díaz et al., 2013), China (Shyu, 2013), Kenia y Tanzania (Ondraczek, 2013), Oriente Medio y el Norte de Africa (Tsikalakis et al., 2011), Marruecos (Carrasco et al., 2013), Sudáfrica (Lemaire, 2011), Asia Meridional (Palit, 2013) o de países en desarrollo a nivel mundial (Chaurey and Kandpal, 2010a).

No obstante el estudio de (Camara et al., 2003), menciona que aunque la energía fotovoltaica no es siempre la mejor opción para todas las localidades rurales, representa una catapulta para la implementación de sistemas de generación a gran escala, con una mejora en la metodología de gestión del proyecto, acompañado de un buen fundamento para desarrollarlo y que cuente con los suficientes estudios de impacto socioeconómico y técnico.

También se ha reportado el uso de la tecnología de los aerogeneradores en regiones con elevado recurso eólico dado su alto rendimiento técnico y económico (Hosseinalizadeh et al., 2017; Kaldellis et al., 2007) y experiencias con aerogeneradores a pequeña escala en Mongolia Interior, China (Zhang et al., 2001), Nicaragua y Perú (Ferrer-Martí et al., 2012, 2010). Dentro de sus planes de energización, los lineamientos y capacidades del entorno para generar electricidad han sido analizados rigurosamente por muchos países sudamericanos; optando por sistemas basados en pequeñas centrales hidroeléctricas donde el mapa hidrográfico lo permita, y para las localidades apartadas de riberas se ha considerado la implementación de sistemas de generación de energía solar debido a que la flora de las regiones sudamericanas es abundante e impide el uso de tecnologías de generación eólica (Varun et al., 2009)

El trabajo de Rahman (2014) apuesta por sistemas híbridos a partir de biogás y recursos solares que pueden satisfacer las demandas eléctricas y térmicas y cumplir con las limitaciones técnicas y de recursos. Los sistemas híbridos eólica-fotovoltaica son también una opción muy adecuada para la electrificación, ya que ambos recursos se complementan entre sí, reduciendo los costes del proyecto y mejorando la fiabilidad del suministro (Dufo-López et al., 2011; Elma and Selamogullari, 2012; Kaldellis and Zafirakis, 2012; Khare et al., 2016; Zhou et al., 2010). Algunas reseñas recientes sobre el uso cada vez mayor de esta opción tecnológica se pueden encontrar en (Fadaeenejad et al., 2014; Khare et al., 2016; Neves et al., 2014).

En cuanto a la distribución de electricidad Ferrer-Martí et al. (2010) y Domenech et al. (2014) muestran como dada la dispersión entre casas en comunidades rurales de países en desarrollo, la mayoría de los proyectos de electrificación consideran los suministros individuales en los que los sistemas de generación, almacenamiento y distribución de electricidad son independientes para cada punto de demanda (casas, centros de salud, escuelas, etc.).

Alternativamente, las microrredes que alimentan simultáneamente varios puntos de demanda tienen ventajas significativas (Alzola et al., 2009; Kirubi et al., 2009): el consumo de un punto no está limitado por su emplazamiento, se favorece la equidad entre los usuarios, los costes se pueden ahorrar a través de mayores oportunidades para las economías de escala y se mejora la flexibilidad del consumo. Por lo tanto, las microrredes han demostrado ser beneficiosas para proporcionar electricidad a comunidades aisladas de forma autónoma (Domenech et al., 2014; Mendes et al., 2011; Pedersen, 2016; Yadoo and Cruickshank, 2012). En este sentido, la investigación sobre microrredes remotas ha ido en aumento en los últimos años (Chaurey and Kandpal, 2010b; Kemausuor and Ackom, 2017; Ustun et al., 2011). Aunque el diésel presenta tarifas menos altas y es de fácil almacenamiento, a mediano y largo plazo la microrred fotovoltaica representa menos costos de operación y mantenimiento.

Como se ha observado, el diseño de proyectos de electrificación independientes para comunidades remotas no es sencillo, teniendo que definir las tecnologías de generación (viento y/o fotovoltaica) y distribución (suministros individuales y/o microrredes). De hecho, una evaluación mundial de la electrificación rural promovida por el Banco Mundial sugirió la necesidad de nuevos avances en el análisis de la ubicación y el tamaño de los equipos para los sistemas autónomos y de microrredes (ESMAP, 2007).

2.1.3 Los aspectos económico-financieros de la ejecución de proyectos energéticos renovables en entornos rurales aislados

La Corporación Andina de Fomento (CAF, 2013b) en el apartado sobre desafíos y retos para aliviar la pobreza energética en América Latina señala que los Gobiernos de la región fundamentaron su accionar en los sectores sociales a través de subsidios a los hidrocarburos y a la electricidad, los cuales no precisamente benefician a dichos sectores, sino también a otros estratos de la población, que tendrían la capacidad real de pago de estos dos productos. No obstante, los sectores rurales siguen careciendo de acceso a los servicios modernos, en el caso de América del Sur la leña sigue siendo utilizada para la cocción de alimentos.

Financieramente, los modelos implantados en Sudamérica tienden a verse afectados por leyes planteadas dentro de reformas en vigencia, generando en ocasiones limitantes durante la implementación de cualquier tipo de plan de energización debido a que son dependientes económicamente del tesoro público, seguidos de planes de financiamiento externos o de iniciativa privada en el caso de encontrarla, convenios externos, destinación de montos recaudados por sanciones económicas impuestas a empresas de generación eléctrica; además es posible adoptar por la destinación de un porcentaje de las utilidades generadas por empresas distribuidoras del sector eléctrico y como recurso adquirido de parte del beneficiario suele proponerse el rubro acorde a las capacidades del sector (Doménech Lega, 2010).

Pero además de los problemas de política, en los cuales se nota un exceso de injerencia de ésta, se presentan costos de tarifas más elevados, así como una incapacidad financiera de los Gobiernos para incrementar el acceso a la energía, lo cual ha derivado en procesos de liberalización de la energía eléctrica en algunos países (Zomers, 2003).

Sin embargo, el trabajo de (Diniz et al., 2003) muestra que esta liberalización no es siempre positiva. Por ejemplo, en su análisis sobre una empresa de suministro eléctrico en Brasil que tenía capacidad de proporcionar sus servicios a por lo menos 5 millones de consumidores entre zonas urbanas y rurales y, aun así, se han dejado desatendidas por lo menos a un ciento de miles de hogares de zonas rurales de escasos ingresos económicos. Aun cuando las empresas estarían en la capacidad de expandir la red para dotar del servicio a estos lugares, el escaso ingreso económico inclusive con subsidios y costos operativos y financieros hacen que para los entes privados se torne inviable el proporcionar el servicio, debido a la falta de rentabilidad.

Rahman (2014) en un estudio para los países asiáticos, manifiesta que la población rural de los países en desarrollo se mantiene en la parte inferior de la pirámide y, por lo general, no puede pagar el costo total de la alta inversión inicial. Además de la equidad comunitaria y el crédito de las agencias donantes y el gobierno, la electrificación rural generalmente requiere algún tipo de subsidio del gobierno para hacer frente al alto costo de capital.

El subsidio, si no se administra adecuadamente, hace que el programa sea propenso a prácticas desleales, como restablecer conexiones que se han cortado debido a la falta de pago, el robo de energía, actividades ilegales, y eludir los criterios para la selección de cargas. Además, los subsidios mal diseñados desvían la compañía de distribución de electricidad del servicio al cliente a la maximización del dinero. Esto hace que el programa de electrificación rural aliente al cliente y comprometa la calidad de su servicio.

En el estudio desarrollado por parte de Mainali (2014) se manifiesta que el acceso al crédito y el mecanismo de entrega de subsidios se perciben como los principales factores que afectan la expansión de la electrificación rural y requieren innovación. Las vías de electrificación adoptadas por Nepal parecen funcionales y avanzan en la dirección correcta, pero algunos defectos en los mecanismos de entrega requieren atención. Mientras tanto, en Afganistán, las vías no están bien definidas y el país carece de un marco de política nacional claro para la expansión de la electrificación rural. Por lo tanto, esta mayor intervención política deberá abordar la tasa de descuento para la sección pobre de la población, reduciendo el costo inicial de tecnologías más eficientes o los costos de combustibles más limpios con mejores subsidios para promover la transición energética.

En el estudio desarrollado por (Anderson and Doig, 2000) para el caso de Sri Lanka, se identificó la necesidad de contar con un agente externo que se convierta en el vínculo entre las entidades financieras y las comunidades aisladas, con lo cual la presentación de un proyecto de acceso a la energía, minimice las incertidumbres y riesgos que pudiesen tener las instituciones bancarias a la hora de otorgar un crédito, las cuales desconocen también las potencialidades que tiene la comunidad, a la vez que se genere confianza en los modelos de sostenibilidad y en las tecnologías aplicadas. No obstante, ese agente externo, identificado como el sector privado, que se ha destacado, puede vencer esta brecha, y que definitivamente no se involucrará en un ámbito que no le genere garantías de réditos económicos, necesitará la aplicación de incentivos a través de la formulación de políticas públicas, que deberán regular inclusive las intervenciones de los entes donantes y organismos multilaterales, a fin de que los esquemas financieros para los proyectos de electrificación rural, cuenten con criterios bien fundamentados de sostenibilidad.

En esta misma línea OLADE (2018) plantea los siguientes desafíos y retos en América Latina:

- Encontrar las diferencias entre acceso y accesibilidad.
- Solucionar los conflictos generados por las políticas sociales que se encuentran vinculadas al acceso a fuentes de energía moderna que hayan sido bloqueadas por subsidios a los combustibles o a la electricidad producida por estas.
- Evitar la negación de la necesidad, viabilidad y convivencia de los subsidios como instrumentos y políticas para aligerar la pobreza energética.
- Promover la equidad en los beneficios generados por los subsidios emitidos para las zonas energizadas y no energizadas.
- Desarrollar un análisis idóneo para la adecuada cobertura energética en áreas urbanas pobres ya que también tiene repercusión sobre la salud, igualdad de género y trabajo infantil; además de promover el acceso a la educación.
- Implementar organismos reguladores tanto para usuarios como para empresas que prestan el servicio eléctrico y evitar desmanes en consumo ilegal o facturación excesiva.
- Implementar reformas a las estructuras de tarificación y subsidios con el objetivo de satisfacer la cobertura, equidad de costos, eficiencia y reducción de impacto ambiental.
- Obtener la mayor cantidad de documentación/información oportuna que permita localizar y solucionar la problemática generada por la pobreza energética y establecer estrategias y prioridades.

2.2 Enfoques en el diseño de planes y estrategias para la electrificación rural sostenible

Como Agarwal, (1983) establece, se puede considerar que la idoneidad de un enfoque particular en la difusión de una innovación, en este caso la electrificación de entornos rurales y aislados, depende de lo que podrían denominarse las características técnicas, económicas y sociales de la innovación. Por ejemplo, las características técnicas (físicas) se vuelven importantes para determinar hasta qué punto una tecnología puede generarse o adaptarse en el campo y no en el laboratorio (dependiendo, por ejemplo, de los componentes necesarios para su desarrollo), y por los propios usuarios en lugar de los científicos (supeditado, por ejemplo, a la familiaridad de los usuarios con la tecnología o al proceso que constituye la base de la innovación).

De nuevo, los tipos de problemas que probablemente se enfrentarán con la difusión, y la adecuación de cualquier enfoque específico, estarían relacionados con las características económicas y sociales de la innovación.

Una forma de definir las características económicas sería en términos de:

- la forma (financiera o no financiera) en la que se incurre en los costos y los beneficios recibidos por el adoptante,
- el nivel de estos costos y beneficios, y
- la rapidez con la que se pueden realizar los beneficios.

Una forma de definir las características sociales sería en términos de quién es el posible adoptante, ya sea el individuo o la comunidad; y si es el individuo, entonces de qué clase y agrupamiento social (Agarwal, 1983).

La combinación de ambas características proporciona una posible forma de clasificar las innovaciones rurales, por ejemplo:

- Aquellas que representan un costo financiero privado y que rinden principalmente un beneficio de producción financiera privada: tales como variedades de alto rendimiento, equipos agrícolas mecánicos (tractores, trilladoras, pozos de tubos privados), etc.
- Aquellas que representan un costo financiero privado y que proporcionan principalmente un beneficio privado de consumo no financiero: tales como relojes, radios, etc.
- Aquellas que representan un costo financiero y/o no financiero privado y que proporcionan principalmente un beneficio de ahorro financiero privado: como plantas privadas de biogás de tamaño familiar, que ayudarían a ahorrar combustibles adquiridos como el queroseno.
- Aquellas que representan un costo social/comunal, financiero y/o no financiero y que proporcionan principalmente un beneficio de producción financiera al individuo: como canales de irrigación, depósitos de agua de riego, etc.
- Aquellas que representan un costo social/comunal, financiero y/o no financiero y que proporcionan principalmente un beneficio de consumo no financiero al individuo: como agua potable por cañería, servicios médicos públicos, etc.
- Aquellas que representan un costo comunal, financiero y/o no financiero y que proporciona principalmente un beneficio de ahorro financiero y/o no financiero para el individuo: como anticonceptivos que ahorran en el costo de la crianza de los hijos tanto

en términos financieros (alimentación, educación, etc.) y en términos no financieros (tiempo de trabajo); y proyectos de conservación del medio ambiente (conservación del suelo, control de inundaciones, reforestación, etc.) (Agarwal, 1983).

Este último sería el caso de los proyectos de electrificación de zonas rurales y aisladas.

Tras el análisis de numerosos estudios de caso en los que se describen las experiencias en territorios específicos, se pueden identificar tres enfoques generales en la definición, implementación y evaluación de planes de electrificación de zonas alejadas de la red:

- 1) Uso de herramientas (hojas de cálculo, software) y desarrollo de indicadores adaptados a las diferentes fases de los proyectos. En las fases previas a la implementación del proyecto se incorporan metodologías para la toma de decisiones multicriterio.
- 2) Desarrollo de procesos basados en sistemas participativos.
- 3) Una combinación de los anteriores o enfoques híbridos

2.2.1 Herramientas e indicadores

Inmiscuirse en el ámbito energético se torna complicado debido al gran y multidimensional entorno que cubre un proyecto de dicha naturaleza (CAF, 2013a), existen por lo menos seis pilares principales que considerar durante el desarrollo, entre los cuales se tiene:

- 1) Aspectos geopolíticos. – acceder a fuentes de generación de energía primaria (petróleo, uranio, carbón entre otras) representa una barrera elemental debido a que esta materia se encuentra esparcida alrededor del mundo de forma inequitativa por razones naturales.
- 2) Aspectos tecnológicos. – se requiere tecnología adicional para la conversión del recurso energético en energía utilizable.
- 3) Aspectos económicos. – el incremento de la demanda ocasiona un incremento económico de la tecnología y el recurso energético (costos elevados de tecnología o fuente primaria).
- 4) Aspectos éticos. – únicamente el 8% de la energía utilizada a nivel mundial proviene de fuentes renovables; es decir que se consume recursos naturales mucho más rápido de lo que se las produce.
- 5) Aspectos medioambientales. – utilizar y producir energía son las principales causas de las emisiones de dióxido de carbono; más de la mitad de las emisiones de CO₂ liberadas al medio ambiente son producidas durante la generación y uso de energía.
- 6) Aspectos sociales. – existe desigualdad de acceso energético mundial y regionalmente hablando. Mientras que en determinadas aglomeraciones no se cuenta con un adecuado acceso a energía, otros acceden únicamente a la biomasa próxima a sus hogares para calefacción y cocción de alimentos.

En las primeras fases del proyecto es habitual el uso de herramientas destinadas a identificar y diseñar soluciones que optimicen los costes en las que ocasionalmente se incorporan aspectos sociales y regulatorios

Para el caso de los proyectos de electrificación rural en el Perú (Valenzuela et al., 2009) señala dos procedimientos para ampliar la cobertura de servicio eléctrico. La primera se realiza a través de la priorización de los proyectos registrados en el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), cuya metodología de selección no difiere en gran manera de otras experiencias, en las cuales se realiza una ponderación de variables. Sin embargo, un aspecto a destacarse es aquel que

tiene que ver con el costo del proyecto, el cual tiene una valoración inversa a lo tradicional, es decir, se califica de manera positiva a aquellos cuyos indicadores sociales no arrojan ninguna rentabilidad. Esto en cierta medida garantizará poder llegar a los lugares más apartados de la red convencional, a detrimento de las tarifas de sostenibilidad que deberán aplicarse para dichos proyectos.

Dentro de este mismo enfoque, la optimización basada en la simulación es el rumbo ampliamente utilizado para diseñar sistemas de energía a pequeña escala y realizar evaluaciones económicas sobre ellos. Algunas herramientas de optimización comunes son HOMER, Hybrid2 y HOGA. Los sistemas de energía renovable implican complejidad debido a la naturaleza transitoria de los productos de energía y la variación en la disponibilidad de estos recursos renovables. Frente a estas posibilidades, el estudio analizado por (Rahman, 2014), aplicó la herramienta informática HOMER debido a que tiene la capacidad única de manejar sistemas de energía a pequeña escala basados en energía renovable. HOMER realiza simulaciones de series de tiempo por hora y puede incorporar los efectos de las incertidumbres de las diferentes variables de entrada, como los tamaños de carga, el precio del combustible y la disponibilidad de recursos.

Según Rahman (2014), la herramienta HOMER realiza tres tareas principales: simulación, optimización y análisis de sensibilidad. En el proceso de simulación, primero se analiza el comportamiento de un gran número de configuraciones del sistema, basados en cálculos de balance de energía para cada hora del año, con el fin de determinar si estas configuraciones son factibles. Así también, considera que el sistema es viable si puede atender adecuadamente las cargas eléctricas y térmicas, y satisfacer todas las restricciones técnicas impuestas por los usuarios del modelo. Por otro lado, aplica estrategias de despacho para determinar el orden de carga para el almacenamiento de energía. La herramienta sigue dos estrategias de despacho separadas: seguimiento de carga y carga de ciclo. Bajo la estrategia de seguimiento de carga, solo las fuentes de energía renovable cargan la batería, pero las fuentes no renovables no las cargan. Bajo la estrategia de carga de ciclo, cada vez que el sistema produce potencia excedente (ya sea de fuentes renovables o no renovables), la energía extra se destina a cargar la batería.

El modelo estima el costo actual neto total, que es el valor actual de todos los costos de instalación y operación del sistema menos el valor presente de todos los ingresos a lo largo de su vida útil. (Rahman, 2014)

Para la fase de post-evaluación, Mainali (2014) desarrolla un índice de sostenibilidad energética (ESI) basado en una combinación de tres aspectos: tecno-económicos, ambientales y sociales, que fue aplicado en el periodo 1990-2010 en China, India, Sudáfrica, Sri Lanka, Bangladesh y Ghana para evaluar el estado y el progreso realizado por estos países en la sostenibilidad de la electrificación rural.

Este indicador ha sido construido utilizando una ecuación multivariable, y en el que se ha incluido un conjunto de premisas fundamentales que Mainali ha identificado como imponderables para garantizar el acceso a la energía.

En ese sentido, son siete los aspectos que se contemplan dentro de este análisis, como son:

- 1) Accesibilidad: A través del porcentaje de la población sin acceso a la energía eléctrica y porcentaje de la población que utiliza combustibles sólidos para la cocción de alimentos.

- 2) Disparidad: Relacionada con la distribución inequitativa de los recursos energéticos, en virtud de lo cual, los hogares rurales ricos utilizan recursos energéticos modernos para la cocción, así como una mayor cantidad de energía eléctrica que los hogares más pobres.
- 3) Uso de electricidad per cápita: Este valor es comparado en relación al consumo per cápita de las zonas rurales de un país con respecto a otro.
- 4) Asequibilidad: Concerniente con el porcentaje que representa el gasto en energéticos, en comparación con los gastos totales de la vivienda.
- 5) Renovabilidad y seguridad de suministro: Relacionadas con el porcentaje de energía renovable utilizado en la generación de energía eléctrica, así como el porcentaje de participación de la energía importada utilizada.
- 6) Eficiencia en la entrega y uso final: Esta variable tiene que ver con la eficiencia en la conversión y transmisión/distribución de los combustibles para cocción, así como el porcentaje de pérdidas en transmisión y distribución.
- 7) Impactos ambientales y locales: Considera el impacto de las tecnologías utilizadas para el acceso a la energía, en referencia a la contaminación del aire en las propias viviendas, así como su efecto a la salud de los beneficiarios.

El análisis sugiere que el índice de sostenibilidad energética rural de Sudáfrica es el más alto, seguido por China, Sri Lanka, India, Bangladesh y Ghana, respectivamente. La sostenibilidad de la energía rural ha mejorado relativamente con el tiempo en todos los países excepto en Ghana. La disertación muestra que las políticas están ayudando a la rápida expansión del mercado de las energías renovables, aunque con una penetración desigual en Nepal rural.

Otro indicador obtenido en la investigación de Mainali (2014), es el índice de sostenibilidad de tecnología energética (ETSI), el cual evalúa el rendimiento de las tecnologías en virtud de aspectos como: a) confiabilidad del sistema, b) costos competitivos en relación a otras tecnologías, c) bajo impacto ambiental, y d) beneficios sociales.

El análisis revela que las tecnologías maduras como gasificadores de biomasa, biogás y micro hidráulica tienen un rendimiento de sostenibilidad relativamente mejor entre las opciones consideradas, mientras que la solar y la eólica, aunque muestran una mejora bastante buena en rendimiento de sostenibilidad, todavía tienen dificultades para competir con tecnologías convencionales apoyadas por políticas.

Para entender los determinantes para seleccionar el tipo de combustible para cocinar y analizar las implicaciones de política en la transición de grandes poblaciones sobre el consumo de combustibles tradicionales a modernos, la selección del tipo de combustible es modelado para comprender el alcance y las limitaciones de cada una de las posibles opciones. En el caso de China, utilizando el modelo *MESSAGE-ACCESS* con variables económicas estándar, como ingresos, costos de tecnología y precios del combustible, junto con algunas variables únicas, como son los costos de inconvenientes, riesgo o incertidumbres. Los escenarios de acceso futuro se diseñan considerando diferentes opciones de políticas para acelerar la transición.

En cuanto a los proyectos de energización rural se tiene que hacer referencia al éxito que tuvo la coordinación del programa del Ministerio de Minas y Energía para el caso de Brasil (Corporación Andina de Fomento, 2013a), a través de la Unidad de Acciones integrales, que define la sostenibilidad financiera para los proyectos eléctricos en convenios de coordinación con los

diferentes ministerios, garantizando que “el acceso a la energía esté acompañado de programas sociales y de desarrollo económico”.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA, 2012) impulsó el Índice de Desarrollo de Energía (EDI por sus siglas en inglés) en el cual se evalúa el proceso de transición, tanto de los hogares, como a nivel comunitario, de 80 países, hacia tecnologías de cocción moderna y acceso a la electricidad, en el cual la calidad de servicio es medida a partir de que un hogar tiene acceso a ambos. Dos de los aspectos principales en los cuales se centra este indicador tiene que ver con la mejora productiva, así como aspectos sanitarios y educativos. Cabe destacar que el índice no solo valora el progreso de los hogares como un tema específico, sino que lo integra al desarrollo de toda la comunidad.

Iddrisu & Bhattacharyya (2015) en su análisis sobre el Índice de Desarrollo Energético (EDI) de la IEA presentan la fórmula de cálculo de este indicador:

$$I = \frac{VA - V_{min}}{V_{Max} - V_{Min}};$$

En donde VA representa al valor real del país, VMin es el valor mínimo observado del indicador y VMax es el valor máximo correspondiente.

Estos valores se obtienen de cada una de las siguientes variables:

- El consumo de energía comercial per cápita como indicador del desarrollo económico general de un país.
- El consumo per cápita de electricidad en el sector residencial como métrica de la confiabilidad de la electricidad y la capacidad de los clientes para acceder a ella financieramente.
- Proporción de combustibles modernos en el consumo total del sector energético residencial para indicar el acceso a combustibles modernos para cocinar.
- Proporción de población con acceso a la electricidad

Finalmente, el indicador es obtenido a través de la media aritmética de estas cuatro variables.

Camacho (2012) como secretaria del Consejo Mundial de la Energía (WEC) correspondiente al Comité Español, destaca la creación del Índice de Sostenibilidad Energética que evalúa el progreso de los países hacia un escenario de acceso energético, con el menor impacto ambiental y cuyo desarrollo industrial represente un crecimiento económico sostenible, garantizado por el aprovechamiento de sus propios recursos naturales.

2.2.2 Procesos participativos

La principal característica de este enfoque es que la gestión de los proyectos se adapta a las características propias del sistema eléctrico del país y de cada comunidad a electrificar.

En este sentido, el estudio desarrollado para Sri Lanka y Zimbabue, por parte de un Grupo de Consultores de Tecnología Intermedia contratados por el Reino Unido, concluye que el ámbito de participación de la comunidad se constituye en un principio fundamental para alcanzar los objetivos de un proyecto de electrificación rural (Anderson and Doig, 2000). Dicha participación,

sin ser compleja, abordará temas como la identificación de los recursos naturales, la selección de la tecnología idónea, así como su grado de desarrollo y aplicabilidad (Zomers, 2003), la determinación de los posibles proveedores logísticos y de mano de obra de instalación, así como los modelos de gestión y sostenibilidad de los proyectos, que en muchos casos son exclusivos para cada comunidad.

Smith (1994) concuerda con la relevancia de conocer de primera mano, y a través de una encuesta, las necesidades energéticas de la comunidad, las proyecciones de crecimiento del número de casas que podrían construirse, así como brindar la información pertinente sobre los costos derivados del servicio de energía eléctrica. Por lo cual recomienda de igual forma que podría aplicarse una segunda encuesta luego de un cierto tiempo, con la finalidad de conocer que tan acertada fue la estimación del crecimiento de la demanda, lo cual sería muy útil para otros proyectos. Chaurey et al. (2004) en el estudio de caso desarrollado para la India, aplicó una encuesta luego de la ejecución del proyecto, en la cual pudo identificar que no hay una relación intrínseca entre electricidad y el desarrollo social, la cual dependía también de otras variables como acceso a agua potable y de riego, mayores niveles de calidad de salud y educación, fomento de actividades productivas, no necesariamente agrícolas, con lo cual concluye que un mayor acceso a la energía no necesariamente salvará la brecha de pobreza y de inequidad. Por lo cual, el ámbito de planificación de proyección de demanda deberá enfocarse también en el estudio de las actividades laborales que tiene la zona, así como la viabilidad de considerar cargas para la inserción de pequeña industria artesanal.

También para fases posteriores a la planificación de la demanda Anderson and Doig (2000) señalan la importancia de un actor externo que permita la participación de la comunidad beneficiaria en la evaluación de las formas de aplicación de los modelos financieros y de gestión, así como la operación de los sistemas.

En Brasil (Nascentes, 2009) se ha demostrado cómo la asociación entre el sector privado y público puede orientarse con éxito al beneficio de la población y sus servicios no atendidos. Este tipo de asociaciones son implementadas para garantizar que las inversiones en infraestructura o servicios se tornen viables, liberando parcialmente la responsabilidad que recae en el sector público y a menudo torna inviable los proyectos de mejora social debido a límites presupuestarios o deudas impagables. Este mecanismo tiene la capacidad de incrementar la cifra de eficiencia y calidad de los servicios prestados a la comunidad en aspectos como salud, educación, seguridad y transporte. La práctica recurrente de esta metodología de asociación es utilizada en Brasil desde finales de 1890, en ámbitos de sanidad y transporte, con la ayuda de entidades extranjeras con mayor experiencia como Canadá, Francia o Inglaterra. Años más tarde y hasta la actualidad, el gobierno ha optado por trasladar el control de las empresas encargadas y de brindar servicios públicos a entidades privadas, utilizando estructuras como la concesión o proporción de servicios simples, terciarizar u optar por la privatización del servicio.

No obstante, cuando de asociaciones entre ambos sectores se trata, no todos los países suelen presentar igualdades en los beneficios obtenidos; varias diferencias, pero no limitantes, han servido para adaptarlos a modelos internacionales en los que se incentiva el desarrollo y cuyas características son:

- Intercambio de riesgos.
- Proporcionar garantías para la parte privada.

- Evaluación de las ganancias para el sector público.

De esta forma, se proporciona al sector privado responsabilidades sobre el financiamiento, diseño, construcción y operación durante el tiempo establecido en el contrato acordado y simplifica la tarea de evaluación de ventajas y desventajas de los proyectos de interés colectivo (Nascentes, 2009).

El modelo para implementar el Programa de Electrificación “Luz Solar” (Camara et al., 2003) desarrollado en Brasil, requiere una serie de pasos a seguir:

- 1) Llegar a un acuerdo del costo de la electrificación rural a través de un intermediario, para el programa de referencia, este intermediario es la prefectura.
- 2) Elegir la tecnología basándose en la comparativa del costo entre sistemas fotovoltaicos y la expansión de red, características de la comunidad, requerimientos del hogar y su accesibilidad económica. A su vez, los centros de beneficio comunitario son incluidos directamente en el análisis desarrollado.
- 3) Dentro del programa se incorpora una oficina de ingeniería, cuyos integrantes son los encargados del diseño, licitación de sistemas de generación fotovoltaica y procesos, así como la puesta en marcha y supervisión del rendimiento del sistema.
- 4) Si se presentasen fallas en el sistema de generación, la prefectura o propietario se encarga de contactar a las oficinas encargadas del mantenimiento de la empresa proveedora, quienes cuentan con un sistema informático en el que se georreferencia cada uno de los sistemas y permite la asignación de peticiones de mantenimiento con asignación de prioridad alta.
- 5) En cuanto a la capacitación, después de que los sistemas han sido instalados, cada una de entidades de gobierno local, como municipios, capacita a un grupo de personas, dotándole de la experticia necesaria para proporcionar mantenimiento rutinario al sistema; además, cada uno de los sistemas cuenta con un miembro de la prefectura especializado en sistemas eléctricos, para dar solución efectiva en caso de presentarse problemas mayores.

La principal peculiaridad de este modelo es que la empresa únicamente proporciona servicios energéticos, conservando la pertenencia de los dispositivos de generación para sí mismos, y en el caso de presentarse inconvenientes con éstos, la empresa es la encargada de su reemplazo o mantenimiento. En tal virtud, los beneficiarios únicamente cubrirán facturas de consumo con tarifas muy similares a las de usuarios de bajos ingresos que adquieren su servicio de la red eléctrica.

En términos de responsabilidad, la empresa de generación y prestación de servicios eléctricos promueve la equidad, asignando la tarea de mantenimiento preventivo hasta donde termina el tramo Panel – Inversor a un grupo de personas capacitadas de la propia comunidad; de tal forma que se pueda cubrir completamente las necesidades de los pobladores (Camara et al., 2003).

Estos planes de energización, por lo general, son establecidos y gestionados por etapas, considerando un porcentaje anual de cumplimiento de objetivos de energización por regiones, plan que involucra no solo la instalación de los sistemas de generación eléctrica sino también la calidad del proceso que se desarrolla dentro de determinada localidad, la capacitación y la creación de organizaciones conformadas por los beneficiarios que mantengan funcional al sistema proporcionado. (Doménech Lega, 2010)

En Chile se tiene el Programa de Energía Rural y Social (PERYS) que busca contribuir al acceso y mejoramiento del suministro eléctrico rural de manera equitativa, eficiente y sostenible, apoyada en el proceso de descentralización en la toma de decisiones y en la formulación de proyectos vinculados a la energización rural, capacitando a las unidades técnicas locales y transfiriendo las experiencias exitosas en los países que se desee implantar este tipo de modelo energético sostenible para la electrificación rural (Corporación Andina de Fomento, 2013a).

Dentro de los modelos de electrificación rural considerados, al menos en América del Sur, se torna indispensable para electrificación, en especial los que involucran energías renovables, comprender las condiciones de vida de los usuarios en forma directa, y generar los planes según estas condiciones al inicio de la formulación de dichos planes. Entre los ítems de la planificación deben estar consideradas: las fuentes de ingresos, el monto de pago por electricidad que son capaces de afrontar, la intención de la electrificación y las relaciones sociales o estructuras a fortalecer e inclusive la inclusión del género, que hasta hace varios años no había sido tomada en cuenta en temas decisivos y de alto beneficio para la comunidad (Doménech Lega, 2010).

Ten Palomares and Boni Aristizabal (2016) mencionan que para el caso del programa propuesto por el Banco Interamericano de Desarrollo e implementado por el Ministerio de Energía de Ecuador con el apoyo de la Fundación Ecuatoriana de Tecnología Apropriada; se utilizó un enfoque etnográfico y participativo, en el que se contrasta la visión hegemónica del desarrollo y el acceso a la energía como un fin único extractivista y de asistencialismo hacia aquellos pobladores, en la cual la electrificación es vista exclusivamente desde un enfoque técnico y cuya sostenibilidad está fundamentada en lo comercial (Ten-Palomares, 2016) con el de la visión de las poblaciones indígenas amazónicas, que seguirán valorando, en primera instancia, la relación humano-naturaleza, y que por tanto es pertinente integrar esta cosmovisión en los programas y proyectos que se desarrollen en el ámbito de la electrificación rural.

2.2.3 Enfoques híbridos

Uno de los programas más reconocidos de electrificación rural fuera de la red a nivel mundial es el caso de Bangladesh, el cual integra una solución robusta, técnica – financiera, que ha instalado desde el año 2003 alrededor de 3 millones de sistemas solares domésticos. (Taheruzzaman and Janik, 2016)

A pesar del éxito inicial de las cooperativas rurales, conducentes inicialmente en la extensión de la red convencional, denominado enfoque centralizado, y del cual el Gobierno es responsable, se suscitaron varios problemas experimentados con la electrificación rural, como es el caso de los incrementos de los costos, la desaceleración de la meta de lograr el acceso universal, los cortes de energía frecuentes, en virtud de una generación limitada, lo cual ocasionó que el Gobierno proponga y planifique nuevas opciones de atender la demanda de energía eléctrica de estos sectores, con lo cual se implementó un proyecto piloto, con la finalidad de llegar a estas áreas más alejadas del país.

Bajo estas consideraciones, Rahman (2014) menciona que para el caso de Bangladesh se adoptó el concepto de cooperativa eléctrica rural (REC por sus siglas en inglés) en su programa de electrificación rural. De acuerdo con este concepto, se creó una agencia estatutaria central llamada Junta de Electrificación Rural (REB por sus siglas en inglés), a la que se le asignó la

responsabilidad de organizar las cooperativas eléctricas rurales también conocida como “Palli Bidyut Samity o PBS”, en idioma bengalí. La cooperativa es una organización autónoma de propiedad de los consumidores, responsable de suministrar electricidad a las áreas rurales designadas.

El REC (PBS) construye, opera y administra su propio sistema de distribución de electricidad. REB supervisa las actividades financieras y administrativas de las cooperativas a través de los gerentes. Los consumidores de la cooperativa eligen una junta directiva, que formula la política de la cooperativa e implementan las políticas a través de los gerentes. Las cooperativas obtienen financiamiento del gobierno y agencias donantes y REB actúa como un conducto para canalizar fondos a las cooperativas (Rahman, 2014).

Según (Taheruzzaman and Janik, 2016) el proceso de la electrificación rural considera los siguientes factores: (1) Análisis del impacto económico y social previo (2) Desarrollo de la Cooperativa Eléctrica Rural (socio local) (3) Evaluación del Sistema Energético técnico y financiero (4) Disponibilidad de financiamiento internacional.

REB y PBS, tienen, por tanto, la responsabilidad de la electrificación rural descentralizada, lo cual lo realizan a través de la implementación de tecnologías fuera de la red (Mini red híbrida conectada al sistema convencional, Mini red independiente y sistemas fotovoltaicos individuales).

La generación de confianza en una tecnología totalmente confiable y duradera, se constituyó también en uno de los puntales del programa, lo cual se logró a través del establecimiento de estándares y normativa de calidad de los equipos suministrados.

El Gobierno de Bangladesh ha señalado al año 2020 como la meta para llegar al 100% de acceso a la electricidad en los sectores rurales, llegando a atender a 700 mil familias, de las cuales, el 3% será por medio de la Junta de Electrificación Rural, en tanto que, en el resto de hogares, la energía puede ser suministrada por compañías privadas y otras organizaciones asociadas.

Otro de los aspectos a considerarse como caso de éxito en este país, es la definición de la propiedad de los sistemas solares fotovoltaicos, que en otros lugares del mundo es vista como insostenible, en virtud de los servicios de postventa no garantizados por los proveedores. En el caso de Bangladesh, este inconveniente ha sido subsanado a través de un ágil despliegue de las diferentes asociaciones que trabajan con las cooperativas.

Si bien la planificación de la electrificación rural desarrollada por el Gobierno permitía a la REB identificar sectores en donde la red convencional podría llegar, en muchas ocasiones se vieron abocados a atender también a aquellos hogares que en inicio iban a ser servidos por este servicio, a través de tecnologías renovables.

Por otro lado, también se presentaron casos en los cuales los hogares optaron por acceder al servicio de energía convencional, con lo cual el programa resolvió inmediatamente proporcionar la alternativa de recompra del sistema solar, o de darles una garantía de un año por los equipos, en el caso de que decidan acceder a la primera opción.

Según las estadísticas del Banco Mundial (Banco Mundial, 2017), Namibia tiene un porcentaje de cobertura eléctrica en el sector rural al año 2018 del 35,5%. Actualmente, y en lo que tiene que

ver con los sectores rurales aislados, ha habido un incremento en el aprovechamiento de los recursos naturales renovables; específicamente de la energía solar, la cual es hibridada con generadores diésel, representando una solución técnica sólida.

Uno de los aspectos relevantes a considerarse en el modelo utilizado por Namibia para el incremento de su cobertura eléctrica, es el desarrollo de un Plan de Energización Rural, cuyo campo de acción abarca a los sectores: áreas fuera de la red, que no tendrían acceso a la energía en 20 años, pre-red, aquellos que no tendrían acceso en 10 años, y los denominados grises; estos últimos no se encuentran contemplados en el Plan.

El proyecto de electrificación implementado en Namibia conocido como “Home Power” descrito en la investigación de (Wamukonya and Davis, 2001) consta de cuatro elementos principales:

- a. El establecimiento de un plan de financiación.
- b. La prestación de servicios técnicos y de mantenimiento a los usuarios finales.
- c. La garantía de componentes de sistemas de alto nivel.
- d. La sensibilización del público.

Reconociendo la necesidad de apoyo técnico para Sistemas domésticos solares (SHS por sus siglas en inglés), el Ministerio de Energía y Minas (MEM) con asistencia financiera de la Organización Alemana de Cooperación Técnica, organizó cuatro cursos de capacitación para técnicos solares, reclutando a través de oficinas regionales en todo el país, con lo cual un total de 56 técnicos fueron entrenados. Sus tareas incluían la identificación de clientes potenciales, la instalación de sistemas y la provisión de servicios posventa. La tarifa de instalación representa aproximadamente el 10% del costo total del sistema. Los pequeños préstamos para comprar herramientas y equipos de medición se ofrecen a los técnicos a bajas tasas de interés a través de la Corporación de Desarrollo de Namibia (NDC por sus siglas en inglés).

A través de un proceso de licitación abierto fueron contratados los sistemas solares domiciliarios, a la vez que se invitaron a las mismas empresas a proveer el servicio de instalación. Una vez que un cliente ha calificado, NDC informa al proveedor, quien instalará el sistema posteriormente. Se requiere que el proveedor utilice los técnicos solares recientemente capacitados durante la instalación para transferir más habilidades y garantizar que los técnicos obtengan experiencia de primera mano en la instalación y el mantenimiento del sistema, lo que también brinda una oportunidad para que los técnicos se encuentren con los clientes. MEM lanzó una campaña publicitaria integral sobre SHS poco después del programa *Home Power*. Esto incluyó programas de radio, programas de televisión, anuncios en periódicos, carteles, un boletín de noticias e instalación de unidades de demostración de SHS en clínicas rurales y centros de servicios de extensión agrícola.

Chaurey et al. (2004) describe un modelo de gestión para un proyecto piloto en la India, en el cual se fomenta la creación de un Comité de Electricidad del Pueblo (VEC por sus siglas en inglés), y que a través de cuatro etapas, y de acuerdo a cómo se va consolidando este modelo, se constituye en el ente operacional y comercial de la electrificación rural en el pueblo.

Inicialmente el VEC actúa como nexo entre la comunidad y la Distribuidora, constituyéndose en el principal contacto de la empresa, apoyando en las labores de atención a los usuarios, distribución de cartillas de pago, lecturas de medidores y recolección de pagos.

Posteriormente, y en una segunda instancia, VEC asume completamente la sostenibilidad financiera de la Microrred, a través del sistema de cobros, a la vez que la empresa eléctrica la reconoce como un consumidor mayorista. Una de las falencias de este tipo de esquemas representa las restricciones de carga de los usuarios, pocos o limitados medios de financiamiento e inexistentes oportunidades comerciales.

En una tercera fase las microrredes podrían verter excedentes de generación a la red, mejorando la calidad de servicio eléctrico.

2.3 Requisitos de una metodología específica para la electrificación de zonas rurales y aisladas en Ecuador

Como dice Peura (2013), la difusión de energía sostenible hacia la autosuficiencia energética basada en fuentes de energía renovable y la estrategia distribuida será un largo proceso evolutivo a nivel local, regional y nacional, así como a nivel internacional y es de esperar que estimule el empleo, el bienestar y la economía. En el caso de las zonas rurales ofrece además la oportunidad de asumir un rol social totalmente nuevo en el que se relacione el campo además de como fuente de alimentos, como fuente de energía. Este proceso de cambio va a afectar a la mayoría de los habitantes del medio rural y requiere necesariamente de la participación de un gran número de personas en la toma de decisiones, desde ciudadanos independientes, así como familias, agricultores, empresas e inclusive el sector público.

En tal virtud, todo proceso de planificación de superación energética debe involucrar a quienes necesitan energía, a quienes la producen, a quienes fabrican soluciones técnicas, a quienes entregan las materias primas y a quienes crean las condiciones previas generales para el proceso de producción de energía, con lo cual estos stakeholders se convertirán en tomadores de decisión conjunta para garantizar el éxito de los programas de electrificación rural.

En el caso de Ecuador, Ten Palomares y Boni Aristizabal (2017) consideran que el camino que permite la transición de un modelo exclusivamente rentable, a la vez que faculta la integración de los pobladores de estas zonas aisladas, del entorno en el que viven y del acceso a la energía, es sin lugar a dudas a través de la generación distribuida, la cual tiene que ser vista como un mecanismo que contribuya al desarrollo económico de sus habitantes, al considerar niveles tradicionales de participación de sus actores, que originariamente intervienen como sujetos de encuesta.

En la mayoría de las zonas en las que tenga impacto un proyecto de electrificación, la implementación de tecnologías basadas en fuentes de energía renovable, dará lugar a un sin número de cambios prácticos y, en otros casos de mayor impacto, a un cambio completo que pretende sustituir el uso de combustibles fósiles por uso de nuevas materias primas. Esta innovación no solo requiere nuevas tecnologías, sino también nuevos marcos institucionales innovadores que desemboca en procesos que requieren de un largo periodo de adaptación. De forma similar al proceso de aceptación y difusión de los proyectos de mejora que todos los gobiernos enfrentan de manera general y recurrentemente necesitará la participación inicial y permanente de los usuarios, y a la final, beneficiarios de estas implementaciones.

Para que un proyecto de esta naturaleza tenga éxito, Ten-Palomares et al. (2015) basándose en el Plan Estratégico y de Sostenibilidad ha propuesto que también se incluyan seis factores adicionales para garantizar la sostenibilidad de un proyecto:

- 1) Generar promoción y difusión del proyecto en viviendas demostrativas, comerciales radiales o afiches.
- 2) Estructurar unión entre varios comités de electrificación para alcanzar la sostenibilidad social.
- 3) Proporcionar capacitación a un grupo de habitantes locales, e implementar reglamentos de funcionamiento para promover la sostenibilidad técnica
- 4) Evaluar los costos estimados que tendrán que cubrir el usuario por el costo del equipo, su uso mensual y los repuestos que se pueda requerir con miras a alcanzar la sostenibilidad económica.
- 5) Implementar planes de manejo ambiental proponiendo alcanzar la sostenibilidad ambiental.

Otro aspecto de gran relevancia durante la implementación de los programas energéticos gira en torno a los “bloqueos institucionales”, que son producidos por actores que impiden la aceptación de innovaciones y por tanto deben ser “desbloqueados”. Para que esto suceda, los actores sociales clave, pueden aceptar o no oponerse a programas energéticos si se desarrolla un proceso estructurado para que las leyes, reglamentos y otras estructuras sociales lo respalden: es decir: todo programa debe pasar por una evolución técnica para convertirse en una solución más próspera, eficiente y de beneficio común.

Una de las expresiones que se ha tomado en cuenta en la implementación de programas de electrificación, es *“El objetivo principal de la regulación son los resultados, no las reglas en sí”*. En base a aquello, al diseñar el marco institucional habrá de promoverse en forma eficiente y efectiva el desarrollar en forma sostenible el sistema de generación eléctrica que tenga impacto sobre una comunidad.

De omitirse la regulación en los procesos de implementación de los proyectos de electrificación rural, surgiría o se mantendría la desigualdad en costos que el usuario final cubre por los servicios obtenidos. Muchas de las alternativas e interrelaciones que serían de gran interés anexar al implementar un modelo institucional son:

- En cuanto a zonas rurales aisladas, habrá que especificar de forma detallada el territorio que se tornaría imposible de alcanzar por la extensión de red en los próximos 20 años.
- En cuanto a villas electrificadas, se deberá definir específicamente a que villa se le considerará como cubierta por el servicio eléctrico, lo que contribuirá en las estadísticas del país y el manejo de los fondos y subsidios a destinar en el futuro.
- En cuanto al área geográfica en la que se implementa la concesión o licencia, un factor de vital importancia es la georreferenciación del proyecto ya que aquello es posible incentivar o determinar las limitantes de los organismos interesados.
- El ámbito económico del plan de implementación, siempre representara un factor decisivo en el costo de la electricidad.
- La tecnología elegida, a su vez, también representa un impacto directamente influyente en el flujo de caja de proyecto a implementar.

- La construcción deberá estar vinculada de ser posible a los planes de operación y mantenimiento de los sistemas de generación, lo que generará a largo plazo gran cantidad de incentivos que requieren un análisis sustancial de ser el caso.
- Sin el vínculo de la comunidad beneficiaria, ninguno de los planes de electrificación llegaría a tener éxito. Por lo tanto, se deberá estructurar el nivel de participación que tendrá cada uno de los integrantes y sus tareas muy bien definidas.
- En cuanto a los costos de la energía proporcionada, habrá que establecerse en base a interrogantes como, demanda, costo del servicio, quien aplica la tarifa o en base a un análisis de si todos los consumidores son iguales o no.
- Monitoreo del consumo, su facturación y cobranza de la misma, son factores importantes cuando la población es dispersa y habrá que someterse a una evaluación para determinar las mejores opciones, para evitar que se agreguen costos extras por movilización o de comercio.
- Finalmente, es necesario especificar la forma en la que se llevara el control de la calidad de servicio y de ser posible se encuentre regida por entidades de regulación y control especializada en temas energéticos, permitiendo precautelar y defender los derechos del cliente.

El análisis de Peura (2013) menciona que para evitar los bloqueos institucionales descritos, es factible utilizar la estructura del modelo de Tres Capas para alcanzar la aceptación de proyectos durante las etapas de la implementación, el cual se describe con un enfoque triangular de la siguiente forma:

- La aceptación sociopolítica de tecnologías y políticas por parte del público, deberán ser analizadas en conjunto por las partes interesadas y los responsables de la formulación de políticas.
- La aceptación de la comunidad a las decisiones específicas de ubicación de los proyectos de Sistemas de Energía Renovable debe ser evaluada en conjunto con los residentes y las autoridades locales.
- La aceptación en el mercado o el proceso de adopción del mercado, deberá contener como actores principales a consumidores e inversores.

Ten et al. (2015) en su estudio desarrollado para Ecuador, señala que las entidades de gobierno local y comunidades indígenas, a través de sus sistemas de organización, han venido colaborando significativamente para la elaboración de un esquema de prioridades de las comunidades ecuatorianas y se ha planteado una serie de pasos, descritos a continuación, para que los proyectos de electrificación tengan éxito:

- Organizar socialización de los proyectos a implementar, tanto a inicios, intermedio y final.
- Estimar presupuestos aproximados.
- Buscar una gestión efectiva de los financiamientos.
- Proponer visitas técnicas y plantear compromisos por escrito.
- Obtener una solicitud de la zona de impacto, adjunto con documentos y firmas de beneficiarios.
- Instaurar un Comité local de Electrificación que conste de Presidente, Secretario, Tesorero, Vocales Hombre y Mujer y un Operador Técnico.

- Implementar reglamentos.
- Desarrollo de plano de la región con el estudio de electrificación y georreferenciar cada una de las viviendas.
- Adquirir equipos
- Contratar mano de obra civil para la instalación
- Ejecutar la obra paralelamente con capacitación y fiscalización.
- Se culmina con una visita técnica cada 3 meses en las cuales también se realizarán los cobros y el mantenimiento preventivo de equipos.

Por todo lo anterior, en esta tesis se propone un enfoque híbrido con la participación de distintos agentes y el uso de diferentes técnicas y herramientas con el desarrollo de una metodología en la que se incorpore directrices que aborden cuatro de los aspectos más relevantes en el ámbito de los proyectos de electrificación rural aislada:

- a) La evaluación y el seguimiento de la sostenibilidad de los proyectos,
- b) La gestión de los proyectos adaptada a las características propias de cada comunidad,
- c) El dimensionamiento de las instalaciones y tecnologías para acceso a la energía y
- d) La implementación de directrices financieras para la ejecución de los proyectos.

En el siguiente capítulo se presenta la respuesta a todos estos requisitos a través de:

- La elaboración una metodología de análisis y evaluación de las actividades económicas sostenibles a implementar en las comunidades rurales aisladas de la amazonia del Ecuador.
- La elaboración de un modelo de evaluación de las necesidades energéticas, en función de las actividades económicas sostenibles a desarrollar en las comunidades rurales aisladas.
- La elaboración de un modelo de gestión de proyectos energéticos renovables a implementar por las empresas eléctricas de las zonas de concesión de las provincias amazónicas. El modelo propuesto deberá garantizar la sostenibilidad de los proyectos renovables aislados, considerando aspectos de sostenibilidad económica, viabilidad técnico-económica, inclusión social y respeto medioambiental.
- La elaboración de un modelo financiero de inversión estatal para la ejecución de proyectos energéticos renovables en entornos rurales aislados y para la gestión privada del mantenimiento y operación de los sistemas aislados.
- La elaboración de un modelo de seguimiento y evaluación de la sostenibilidad de los proyectos aislados renovables implementados en zonas rurales de la amazonia con ayuda de criterios e indicadores específicos.
- El establecimiento de un conjunto de indicaciones y criterios técnicos que permitan establecer las condiciones mínimas que deben cumplir las instalaciones aisladas. Los criterios propuestos permitirán homogeneizar los procesos de elaboración, diseño, ejecución e implementación de proyectos renovables aislados por parte de las empresas eléctricas distribuidoras.
- La elaboración de una propuesta de regulación que pueda ser adoptado por el Consejo Nacional de Electrificación – CONELEC, en la actualidad ARCONEL. La propuesta deberá determinar una nueva metodología para la evaluación de proyectos de energía renovable presentados por las empresas eléctricas distribuidoras.

CAPÍTULO III. MODELOS ENERGÉTICOS SOSTENIBLES

El desafío por conseguir un crecimiento con equidad de la población exige la incorporación de los sectores: rural y urbano-marginal al proceso de desarrollo del país. Para alcanzar este logro se requiere dotar a estas poblaciones, de servicios básicos que permitan impulsar sus capacidades socio-económicas. Las soluciones basadas en extensión de red, se han ido agotando al tornarse cada vez más costosas y presentan graves efectos en el deterioro de la calidad del servicio. Es indudable por otro lado, que existen zonas aún no servidas, ubicadas especialmente en la Amazonía e incluso en la provincia de Pichincha, y en donde se encuentra la ciudad capital, en las que no resulta pertinente llegar con extensión de red atendiendo a razones de carácter económico, técnico, de impacto ambiental y sobre todo de respeto a la cultura de las etnias locales.

Por otro lado, frecuentemente las instalaciones de sistemas de energía renovable en áreas rurales no han sido acompañadas de la necesaria formación, capacitación y sensibilización de la población beneficiaria. La falta de empoderamiento de la población con estas soluciones y su no incorporación en el proceso de identificación de necesidades e instalación, ha limitado en gran medida su sostenibilidad.

OLADE (2018) en el documento Panorama Energético de América Latina y el Caribe menciona que entre los años 2016 y 2017 ha observado un avance importante en la región sobre acceso a la electricidad, con lo cual se ha pasado de 20 millones de personas sin acceso a 19 millones en 2017. Con lo cual se llega a la conclusión de que, si mantuviéramos la tasa observada en los últimos 5 años, la región alcanzaría el acceso prácticamente universal a la energía en un lapso de 13 años.

Según los resultados del VII Censo de Población y VI de Vivienda realizado en noviembre del 2010, alrededor del 94,7% de la población ecuatoriana dispone del servicio eléctrico. En términos desagregados, y según datos del INEC, el 93% recibe energía eléctrica a través las Empresas

Eléctricas de Distribución (EED), el 0,16% tiene como fuente de energía paneles solares, un 0,42% utilizan generador propio de electricidad, un 1% declara obtener energía de otras fuentes y un 5,23% carece de electricidad. La cobertura eléctrica promedio asciende al 89% en el sector rural, y al 94,8% en el urbano. La cobertura en el sector rural varía significativamente por regiones entre el 70% y el 98%.

Los proyectos de electrificación rural (ER) en general, y en particular los de zonas aisladas, se caracterizan por tener:

- Altos costos unitarios de Inversión, Administración, Operación y Mantenimiento
- Ingresos bajos

Los costos vienen altamente condicionados por la lejanía o aislamiento de los proyectos que obligan a las EED a asumir altos costos por extensión de red o bien buscar alternativas de solución basadas en energías locales, idealmente fuentes de energías renovables, que permiten generar energía eléctrica en el punto requerido, pero con costos sustancialmente más elevados que los que se consiguen en los sistemas eléctricos interconectados. En el caso específico de los proyectos aislados, se suma a las características propias de la electrificación rural general, el hecho de que las familias consumen menores niveles de energía mensualmente – ya sea por un bajo poder adquisitivo o bien por que los elevados niveles de inversión reducen las posibilidades financieras de entregar una mayor oferta de energía. Adicionalmente, no es posible aplicar tarifas elevadas, dada la condición de estas familias, lo que implica bajos niveles de facturación y por lo tanto bajos niveles de ingresos para las EED, generando dificultades para operar y mantener los sistemas y además recuperar las inversiones.

Estas características hacen poco atractivos los proyectos, a los ojos de los inversionistas generándose usualmente poco interés de parte de las EED por construir y operar proyectos de este tipo. Por lo tanto, los costos de Inversión, así como también los costos de administración, operación y mantenimiento de los proyectos de ER constituyen barreras que dificultan o impiden la electrificación rural, en especial de zonas aisladas.

Dado el interés de llegar con suministro eléctrico a todos los habitantes del país, y fundado en los beneficios sociales que el suministro eléctrico conlleva, mejorando la calidad de vida, frenando la migración campo-ciudad, aumentando las posibilidades de desarrollo económico de las familias rurales, etc., es que el Estado está dispuesto a entregar recursos a esta actividad, con el objeto de incentivar a las empresas a atender estos territorios, en la medida que los beneficios para la sociedad en su conjunto (beneficios económicos) sean positivos.

El aumento en la cobertura eléctrica ha sido, en parte, resultado de los esfuerzos del Gobierno de Ecuador a través de la implementación del proyecto Fondo de Electrificación Rural y Urbano-Marginal (FERUM), desde 1998. Entre 1998 y 2007, este programa aportó un promedio de 35 millones de USD anuales, lo que permitió la implantación de proyectos de electrificación rural y urbano marginal en las 20 distribuidoras del país. Según las cifras del ARCONEL, hasta el 2014, 385.000 personas (o 104.000 familias) no tienen acceso a la energía eléctrica en zonas rurales. A fin de atender las necesidades de energía en dichas zonas, el Gobierno de Ecuador ha implantado aproximadamente 3.000 soluciones fotovoltaicas mediante distintos programas (EUROSOLAR, PROMEC, CAPCOA, entre otros) y a través de distintos esquemas de implementación.

Para brindar acceso a la electricidad en la población rural aislada, los sistemas fotovoltaicos pueden ser una solución factible, eficaz y eficiente respecto a otras alternativas de energización rural. Sin embargo, Ecuador, así como otros países, enfrenta el problema de la falta de sostenibilidad técnica y financiera de los sistemas de ER.

A solicitud del Gobierno del Ecuador, el Banco Interamericano de Desarrollo - BID apoyó en las gestiones para asegurar recursos de cooperación internacional no reembolsable a través del Fondo Mundial del Medio Ambiente (FMAM), para el desarrollo de un programa que contribuya al avance de la electrificación rural a través de la utilización de tecnologías amigables con el medio ambiente.

El 4 de noviembre de 2013, se suscribió el convenio de Financiamiento No Reembolsable de Inversiones del Fondo para el Medio Ambiente Mundial, entre Gobierno de Ecuador y el BID, cuyo organismo ejecutor fue el Ex Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER, para el Proyecto de Electrificación Rural con Energías Renovables en Zonas Aisladas del Ecuador.

Dentro de la operación identificada por el BID como “EC-G1001” se establecieron tres componentes, los cuales se describen a continuación:

Componente I: Mejorar la capacidad local para diseñar, evaluar, implementar y manejar proyectos usando Energías Renovables (ER).

La ejecución de este componente fue responsabilidad del Ex MEER a través de la Unidad Coordinadora, para ello coordinó acciones con cada una de las Empresas Eléctricas de Distribución - EED, particularmente en lo relativo a los estudios de evaluación económica y financiera, de tal forma que las actividades a ejecutarse maximicen los beneficios que se espera obtener con estas inversiones.

Componente II. Implementación de proyectos ER.

Este componente corresponde a la instalación de microcentrales fotovoltaicas y sistemas individuales, considerando los resultados del Componente I.

Componente III: Monitoreo, Evaluación de Impactos y disseminación de resultados.

La ejecución de este componente fue responsabilidad del MEER, para ello coordinó acciones con cada una de las EED, particularmente en lo relativo a los estudios de impacto y sus componentes (definición de Grupos de Control y Tratamiento, Levantamiento de Encuestas, etc.) y la difusión de resultados, de tal forma que las actividades a ejecutarse maximicen los beneficios que se espera obtener con estos recursos.

El 28 de octubre de 2011, se realizó un taller conjunto entre los equipos de la División de Energía del BID (INE/ENE) y Representación local en Ecuador (CAN/CEC) con delegados de las instituciones del sector eléctrico involucradas en el ámbito de la electrificación rural del país, MEER: Subsecretaría de Energía Renovable y Eficiencia Energética y Subsecretaría de Gestión Sectorial, Ex Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC: Dirección de Planificación y tres Empresas Distribuidoras (Centro Sur, Quito y Sucumbíos)

El objetivo del taller fue el de construir las actividades del proyecto, para lo cual se utilizaron técnicas de planificación participativa, a través de una secuencia de preguntas desarrolladas para este caso, con lo cual los aportes efectuados por los participantes fueron registrados en tarjetas, las cuales posteriormente son analizadas y sistematizadas.

Posteriormente, se procedió a un análisis exhaustivo de las etapas y acciones para desarrollar un proyecto, los problemas, las lecciones aprendidas, los riesgos y las medidas de fortalecimiento previstas en esta iniciativa de electrificación de las zonas aisladas.

En la Tabla No.1, se presenta el proyecto planificado en el taller:

Tabla No. 1 Estructura del proyecto

Objetivo General	Cómo lo medimos	Indicadores
Apoyar al Gobierno de Ecuador a aumentar la cobertura eléctrica en zonas rurales aisladas del Ecuador con energías renovables	Capacidad institucional mejorada	Los actores utilizan una metodología mejorada: Conelec – calificación y priorización; Distribuidoras - O&M y criterios estudios y gestión comunitaria. MEER – mejora del modelo de gestión interno para ER
	Cobertura eléctrica incrementada	Número de familias con energía eléctrica. Meta: Al menos 0,1% del total de familias rurales aisladas
	Calidad de vida familias mejorada	% de familias que declaran una mejora en la calidad de vida. Meta: Al menos 70%

Fuente: Tomado del Informe Taller planificación proyecto GEF 28 Oct. 2011

Tabla No. 2 Componentes y Actividades del proyecto

Componentes	Actividades	Resultados	Indicadores y metas
Componente 1: Mejoramiento de la Metodología de priorización y validación y desarrollo del Modelo de gestión	Validación de las metodologías (económica, financiera)	Metodología validada y aplicada Cartera de proyectos definida y validada	Metodología de calificación y priorización publicada A partir de 2013, CONELEC prioriza y clasifica los nuevos proyectos de electrificación rural ER con la metodología mejorada aprobada
	Análisis técnicos y socio ambientales de proyectos		100% de los proyectos financiados por GEF cumplen con los criterios de la nueva metodología
	Desarrollo de Modelo de Gestión e Implementación	Modelo de gestión acordado y en proceso de aplicación	Un Modelo de Gestión definido y aplicación de elementos clave
Componente 2: Implementación de los proyectos de electrificación rural con	Instalación de sistemas PV en zonas aisladas	Viviendas energizadas	Al menos 150 viviendas energizadas en el marco del proyecto con 150W pico por vivienda.

ER en zonas aisladas			
Componente 3: Actividades de capacitación y acompañamiento de los procesos	Definición de actividades de capacitación y asistencia	Comunidad capacitada para gestionar sus proyectos	Al menos 2 operadores de la comunidad por proyecto capacitados en el mantenimiento preventivo Todas las comunidades beneficiarias de los proyectos socializadas en el uso y gestión de sistemas de ER
	Actores públicos y de la comunidad capacitados para Mx y Opx	Técnicos públicos capacitados.	Al menos 2 técnicos capacitados en aspectos relevantes en cada institución (CONELEC metodología de evaluación; Distribuidora criterios para realizar los estudios; implementación programas O&M)
Componente 4: Monitoreo, Evaluación y Difusión de Resultados	Metodología de M&E definida	Metodología M&E aplicada y validada	Indicadores Actas de reuniones del Comité de Coordinación con reporte de avance en M&E cada 4 meses Reportes de Seguimientos elaborados y difundidos Meta: Una Metodología M&E definida al 2014
	Metodología de difusión interinstitucional definida	Lecciones aprendidas identificadas y difundidas	Talleres interinstitucionales (1 al año) Eventos a externos (1 al año)
	Presentación de resultados en eventos locales y regionales	Impactos y Resultados diseminados	Numero de eventos realizados Meta: Al menos 2 eventos

Entre otras conclusiones, en el taller se identificaron múltiples razones que agravan esta problemática de sostenibilidad de sistemas aislados en Ecuador, entre las que se pueden mencionar:

- Falta de metodologías adecuadas para la evaluación y priorización a este tipo de proyectos;
- Ausencia de un modelo directriz para la gestión exitosa de los proyectos, que defina las responsabilidades, soluciones técnicas, mecanismos de pago, etc.;
- Problemas financieros de las EED para cancelar los costos imprevistos; y falta de procedimientos normalizados para el seguimiento, monitoreo y control efectivo de los proyectos instalados.

En este contexto, el investment grant “Electrificación rural con energías renovables en zonas aisladas del Ecuador” (EC-G1001) con fondos GEF, han apoyado al objetivo de electrificar

viviendas en zonas rurales aisladas, con énfasis en el desarrollo y puesta en aplicación de metodologías de evaluación, gestión, priorización, implementación y monitoreo que permitan mejorar la sostenibilidad de los proyectos que serán desarrollados.

En esta tesis se presenta el enfoque y los procedimientos seguidos para implementar proyectos de electrificación rural sostenibles. Inicialmente se evalúa la inclusión de la participación local en la toma de decisiones: necesidades energéticas, aceptación social de la energía y ponderación de los criterios y subcriterios.

Por otro lado, se aborda la necesidad de desarrollar un modelo de energía eléctrica en zonas aisladas. Se establece un mecanismo de evaluación y desarrollo de actividades económicas sostenibles, así como el cálculo, diseño y dimensionado correspondientes para el suministro de energía renovable, con el objetivo de satisfacer o generar actividades productivas, que garanticen la sostenibilidad económica y cohesión social de las comunidades rurales beneficiarias.

En primer lugar, los actores involucrados, tanto en la evaluación como en la selección de proyectos de electrificación rural (ARCONEL, MERNNR), tienen conocimiento de la necesidad de hacer una evaluación económica y financiera para obtener los indicadores de bondad de los proyectos. No obstante, la metodología elaborada para estos propósitos y orientada a proyectos de extensión de red y a proyectos de mejoramiento o normalización de servicios que se seguía antes del trabajo que aquí se presenta, fue revisada a tenor de la identificación, mediante una serie de visitas realizadas, de varios puntos necesarios a ser revisados y consensuados, tanto respecto al dimensionamiento de los sistemas, como en lo referente a la ejecución de las obras, incluyendo normas que permitan minimizar los riesgos a las personas y a las instalaciones.

De ahí que, como parte de la planificación del proyecto, una misión integrada por el BID, MEER, y FEDETA visitaron 2 proyectos de electrificación en zonas rurales off-grid, ambas ubicadas en la provincia de Esmeraldas, específicamente el proyecto de la comunidad de la Ye de Quinto Piso ubicada en el cantón de San Lorenzo, y el de la comunidad de Las Balsas ubicada dentro de la Reserva Ecológica Mache Chindul de la parroquia San Gregorio, cantón Muisne.

Ambas comunidades fueron beneficiadas en el año 2011 por proyectos de electrificación rural con sistemas de energía solar fotovoltaica con Microrredes de Generación Solar y diversos sistemas solares fotovoltaicos individuales, los cuales fueron financiados por parte de la Alianza Asociación de Servicios Energéticos Básicos Autónomos, SEBA – FEDETA en el marco del proyecto Fomento del Desarrollo Rural en comunidades de Esmeraldas, FOMDERES, que fue financiado por la Agencia Catalana de Cooperación para al Desarrollo.

Estos proyectos, los cuales fueron implementados por FEDETA en la zona de Esmeraldas, permitieron ver en terreno el funcionamiento de estos sistemas, las opciones diseñadas para el manejo comunitario y así evaluar los diversos requerimientos que deben atenderse para lograr sistemas sostenibles en el largo plazo.

En segundo lugar, la sostenibilidad de los sistemas fotovoltaicos depende en gran medida de que sean adecuadamente operados y mantenidos, en forma técnica y periódica acorde a las exigencias que presentan, por razón de su sitio de instalación y de las características sociales y educativas de sus beneficiarios. Las nuevas instalaciones de sistemas fotovoltaicos y la recuperación de los

existentes deben poseer una organización administrativa funcional, que asegure su correcta operación y mantenimiento y que, además de las características propias de la demanda, tome en consideración las posibilidades reales de suministrar el servicio por parte de las EED, ya sea directamente, o por otros medios eficientes y eficaces que se deben identificar e implantar.

3.1. El sistema eléctrico en Ecuador y sus agentes

El origen del sector eléctrico ecuatoriano se remonta a finales del siglo XIX, cuando se instalan en la ciudad de Loja las primeras centrales hidráulicas de generación, con lo cual en 1897 se inaugura la primera central de generación eléctrica del país, denominada “Luz y Fuerza”. (Energía, 2019).

Posteriormente, en 1940 se otorga a los Municipios del país la responsabilidad del servicio eléctrico, a partir de cuya fecha se instalan varias centrales de generación, con lo cual, para la década de los años 60, se contaban ya con una potencia instalada de 120 MW distribuidos a lo largo del territorio del Ecuador. No obstante, y a pesar de estos esfuerzos, apenas el 17% del país tenía acceso al fluido eléctrico.

A partir de 1961, y a través del Decreto Ley de Emergencia No. 24, se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL), cuya entidad asume el encargo de elaborar el Plan Nacional de Electrificación, que se alinea con el Plan de Desarrollo Económico y Social del Ecuador, y que tuvo como objetivo primordial la integración de todo el sector eléctrico del país.

La bonanza experimentada en el país, en virtud del boom petrolero de los años 70's, permitió la constitución del “Fondo Nacional de Electrificación del INECEL”, el cual recibía el 47% de los ingresos de regalías por la explotación de los recursos petroleros, y por el transporte de éstos a través de los oleoductos, con lo cual el INECEL pudo ejecutar la construcción de Grandes Centrales Hidroeléctricas como Paute Fase C, Daule - Peripa, Paute Mazar, entre otros. (Cazso, 1995). Así también, se concretó la planificación del Sistema Nacional de Transmisión y otras obras de distribución.

Fue hasta 1996, con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), y el establecimiento del Fondo para la Electrificación rural y Urbano Marginal (FERUM), que el país contó con un instrumento funcional que permitió ampliar la red eléctrica en la mayoría del territorio del Ecuador. En aquel entonces, la inversión para la ampliación de redes y mejora de la distribución, se realizaba a partir del cobro del 10% en cada factura de los usuarios industriales y comerciales a nivel nacional.

Posteriormente, las políticas del sector eléctrico ecuatoriano experimentaron un cambio radical al establecimiento de la nueva Carta Magna de la República del Ecuador en el año 2008, que determina la responsabilidad del estado de: “...administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos...”, así como: “...la provisión de los servicios públicos de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, telecomunicaciones, vialidad, infraestructuras portuarias y aeroportuarias ...”.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables del Ecuador es el ente rector encargado de impulsar el desarrollo y aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos y mineros, mediante la formulación, ejecución, seguimiento y evaluación de las políticas públicas.

Con la promulgación de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, LOSPEE 2015, se da un nuevo ordenamiento a la estructura y funciones de los entes del sector eléctrico ecuatoriano, y consecuentemente se da un cambio profundo en la distribución, y el incremento de la cobertura de servicio eléctrico en sectores rurales.

En ese ámbito, el Artículo 63 de la LOSPEE define la competencia del Estado de promover y financiar, de manera prioritaria, la implementación de programas y proyectos de electrificación rural, especialmente en zonas aisladas de los sistemas de distribución.

En esta misma normativa se define que el Ministerio de Energía es el responsable de preparar el Programa de Energización Rural, en el cual se priorizarán las zonas de menor desarrollo; en tanto que La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, ARCERNNR, debe emitir las Regulaciones por las cuales se identificarán los proyectos, así como la supervisión y control de la ejecución del Programa. En tanto que las Distribuidoras tienen a su cargo la identificación, ejecución, operación y mantenimiento y fiscalización de las obras.

La prestación del servicio de energía eléctrica se atiende a través de 10 empresas eléctricas, las que cubren un área de servicio de 256.423 km², en tanto que la región amazónica ecuatoriana, cuya extensión es de 115.744,9 km², representa el 47% del territorio nacional, y en el que habitan el 5% de la población del país, aproximadamente 700 mil personas, distribuidas en 6 provincias: Sucumbíos, Napo, Orellana, Pastaza, Morona Santiago y Zamora Chinchipe.

Otra de las entidades del Sector eléctrico ecuatoriano es la Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP, que es encargada de la generación, transmisión y exportación de energía. Adicionalmente planifica, diseña y desarrolla los megaproyectos hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos.

Finalmente, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es un ente público, que tiene a su cargo el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional; la Operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución.

3.2. El proceso de la Electrificación Rural Aislada

De acuerdo a una estimación, aproximadamente desde la década de los 70's, en el Ecuador se han venido instalando sistemas fotovoltaicos en aquellos sectores en donde no ha sido factible la electrificación a través de la red convencional. Según un estudio contratado por el Ministerio de Electricidad en el año 2010, se ha concluido que entre los años 1999 y 2010, se han instalado 3.713 sistemas fotovoltaicos individuales, en viviendas, centros de salud y escuelas, siendo ésta la configuración más utilizada en el país.

En el ámbito de la Electrificación Rural, la calificación y selección de proyectos sigue la normativa del FERUM, la cual está descrita en la Regulación 008/08 que establece el procedimiento para presentar, calificar y aprobar proyectos FERUM (CONELEC, 2008).

Los pasos principales que sigue la Reg. 008/08 son los siguientes:

- a. Identificación de una cartera de proyectos de forma anual que es preparado anualmente por cada empresa eléctrica de distribución y presentado al Ministerio de Energía y a la Agencia de Regulación para su correspondiente evaluación y priorización.
- b. La priorización y selección de proyectos se efectúa en el marco de un análisis financiero (TIR, VAN) y económico (TIRe, VANE).
- c. La cartera de proyectos priorizados por el sector eléctrico era enviada a la Ex Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo - SENPLADES para su evaluación, luego de lo cual se incluían estos programas y proyectos en los planes de inversión pública.
- d. Con la certificación de prioridad, estos programas y proyectos son avalados por parte del Ministerio de Economía y Finanzas, con lo cual se autoriza el presupuesto y desembolso de recursos.

Desde el punto de vista de la tarificación de la electricidad ha de saberse que todo el territorio nacional pertenece a la concesión de alguna de las EEDs. Esto implica que la EED concesionaria a la que pertenece un territorio determinado, tiene la obligación, siguiendo un plan de expansión, de dar servicio eléctrico a cada uno de los habitantes que viven en dicho territorio, lo que incluiría a los habitantes de la extrema ruralidad, a los que se pretende dar suministro eléctrico mediante energías renovables no convencionales.

Los costos de generación y transmisión son iguales para todas las EEDs. Sin embargo, los costos de distribución se calculan para cada EED en particular, y son los costos que permiten posteriormente hacer el balance entre lo que debería haber ingresado por venta de energía y lo que realmente ingresó, al aplicar el pliego tarifario correspondiente.

En el caso de los sistemas interconectados, la diferencia entre ambos ingresos, considerando que los actuales pliegos tarifarios indican tarifas inferiores a los costos de distribución unitarios (USD/kWh), es lo que se denomina “Déficit Tarifario”, monto que se entrega a cada EED, desde las arcas fiscales. Por otro lado, las tarifas aplicadas a los clientes regulados cuentan con un subsidio que cubre a los clientes de menor consumo (110 kWh/mes en la sierra y 130 kWh/mes en la costa) a quienes se les aplica una tarifa denominada “Tarifa Dignidad” que en este momento es de 4 Centavos de dólar US/kWh. Al existir clientes, dentro de una EED, que cumplen las condiciones y reciben la “Tarifa Dignidad”, la EED recibe un subsidio igual a la diferencia entre el monto que debería haber ingresado por venta a esos clientes, según el pliego tarifario, y lo que realmente ingresó al aplicar esta tarifa.

En cuanto a los proyectos de electrificación solar fotovoltaica financiados por el FERUM, de la revisión de las memorias técnicas de los proyectos presentados para el proceso 2012, se desprende la necesidad de unificar los criterios de diseño de los sistemas, así como también la necesidad de revisar el costeo de ellos, ya que se aprecia que las EED apelan al costo máximo permitido en la regulación 008-08 FERUM, que se resumen en la tabla siguiente:

Tabla 3. Valores referenciales máximos Decreto 008-08 FERUM

Usuario	Tipo	Wp	USD/Sistema
Residencial	1	<200Wp	3.200
Residencial	2	>200Wp	3.500
Centro Comunitario			3.800
Centro de Educación			3.800
Centro de Salud			3.800

Fuente: Recuperado de Informe Ecuador con sistemas aislados (ARCONEL 2014)

Al hacer un cálculo del costo unitario por sistema de la cartera de proyectos presentada, resulta un valor constante para todos los proyectos y que es igual al límite indicado en la tabla anterior para sistemas menores a 200 Wp, que es el caso de la dimensión de los proyectos presentados (150 Wp por vivienda).

De la revisión de los formularios utilizados para ingresar la información específica de cada iniciativa de inversión, en materia de electrificación rural con sistemas fotovoltaicos, se observa la carencia de información desagregada que permita una buena evaluación económica, tal como:

- a) La separación de la mano de obra según su nivel de calificación,
- b) La separación de materiales en cuanto a su origen (nacional o importado),
- c) El costo de las reinversiones y los años pronosticados para hacerlas,
- d) La separación de las familias objetivo en diferentes estratos socioeconómicos,
- e) La información desagregada por estrato socioeconómico de consumo y costo de los energéticos que serán sustituidos por la electricidad de la situación sin proyecto.

Por ello, se propone el desarrollo de una nueva metodología que permita registrar más volumen de información además de información más específica para sistemas aislados, tales como el ingreso de los costos de O&M y de la tarifa a aplicar. Por ende, dicha regulación tarifaria no aplica a la realidad de los sistemas aislados fotovoltaicos, y se requeriría una regulación tarifaria especial para este tipo de sistemas que permita la sostenibilidad en el largo plazo de este tipo de aplicaciones.

Por este motivo, se propone que, para estos sistemas aislados, se establezca una estructura tarifaria particular, que reconozca los costos reales de O&M para determinar tarifas que los cubran. Esta tarifa podría ser determinada para cada EED y por territorio, de manera que un paquete de clientes atendidos dentro de un determinado territorio, no importando su localización específica, genere los ingresos suficientes para cubrir los costos totales de O&M, permitiendo que la operación global de la empresa sea financieramente sostenible. La demarcación de los territorios, debe responder a criterios que maximicen las economías de escala en cuanto a la administración, operación y mantenimiento de los sistemas, prorrateando por ejemplo los costos de traslados, atendiendo a varias comunidades dentro de un mismo viaje.

Como se deduce de lo anterior, es preciso incorporar en esta nueva metodología no solo las características socioeconómicas de las comunidades beneficiadas sino una consideración de los beneficios de carácter social que el suministro eléctrico tiene para ellas. Con lo cual, la dotación de servicios energéticos adecuados en estas comunidades aisladas, se convierte en un facilitador del proceso de desarrollo rural sostenible. Tomando en consideración que el objetivo final de los programas de electrificación rural no es la dotación de electricidad en sí mismo.

En efecto, la electricidad tiene un impacto directo en los niveles de vida de la población de las zonas rurales, al posibilitar el acceso a servicios esenciales, como la luz eléctrica, la conservación de alimentos, medicinas, etc., además de mejorar su situación de salud y condiciones de trabajo, por el empleo de una fuente de energía de alta calidad y facilitar el desarrollo de programas sociales (centros de asistencia, educación, centros sociales.)

En el ámbito económico la electricidad puede permitir un aumento de productividad del trabajo de aquellas labores que impliquen una demanda energética, además de contribuir al desarrollo y fomento de actividades económicas en el sector rural, como la agroindustria y la artesanía, generando empleo y valor añadido en los territorios de origen. Como consecuencia de estos beneficios, la dotación del servicio de electricidad se considera como uno de los mecanismos que contribuye a invertir el proceso de migración que sufren las zonas rurales.

3.3. Beneficios exógenos de la electrificación de las zonas rurales

Los estudios de la ER más conocidos y más citados establecen una conexión entre la electrificación y ciertos beneficios, pero no llegan a establecer un valor. Solo permiten comparaciones de cosas similares (a mayor kWh mejor) pero no permiten la comparación de beneficios distintos: por ejemplo, el valor de dos horas de trabajo ahorradas comparadas con una canasta adicional de cosecha de yuca. Ese es el objetivo principal de la valoración, por lo cual es necesario revisar los principios del valor de oportunidad y del valor Proxy.

El concepto del Proxy es el de sustituir un valor desconocido por un valor conocido que, por lógica, tiene que ser equivalente. Un caso muy común es el uso de los gastos del hogar, como valor proxy para los ingresos del hogar hay una tendencia a esconder el valor de ingresos (o por vergüenza o por desconfianza) mientras que la gente habla más abiertamente de sus gastos y, salvo en los hogares más ricos que tengan ahorros importantes, el nivel de gasto se limita por el nivel de ingreso, lo que implica que sean casi iguales. En muchas comunidades de economía de subsistencia no hay mercado monetario de trabajo: los pagos son en especie, o en el sistema de "minga" (la jornada que da un miembro de la comunidad será compensada cuando la comunidad trabaje en su granja). Si el producto de la granja tiene un precio monetario de venta, una forma de calcular el valor de este trabajo sería de esperar hasta la cosecha, medir la cantidad cosechada de todas las granjas donde el grupo ha trabajado, calcular su valor monetario y dividirlo para las horas trabajadas, lo que dará un precio por hora de trabajo. Otra forma sería de tomar otro producto de valor conocido, por ejemplo, una canasta vendida a una vecina, calcular el tiempo que se toma en hacer tal canasta, y dividir el precio de venta por el número de horas. Esta estimación de un precio por hora de trabajo podría ser aplicado, entonces, a las horas de trabajo de minga en el campo.

Estos cálculos necesitan un cierto juicio, porque:

1. En comunidades donde existe un mercado de trabajo, se nota que actividades distintas tienen precios distintos. En el trabajo de quitar malezas y de labrar la tierra se trabajan menos horas al día y se paga más caro que, por ejemplo, el trabajo de limpiar las malezas, que es relativamente menos sacrificado. Las diferencias en esfuerzo (energía utilizada) entre las actividades se ven reflejadas en las diferencias de pago.

2. El conocimiento técnico y/o las capacidades requeridas son diferentes en distintas actividades, lo que encamina a precios diferenciados.
3. Es muy común que los pagos a las mujeres sean menores que los pagos a hombres. Esto puede deberse a varias razones. Por ejemplo, puede ser que, siendo de estatura menor que los hombres, se considere que su trabajo será menos intenso, menos productivo; o puede ser, sencillamente, que en determinadas sociedades todo lo que se relacione con la mujer se valoriza menos.

El concepto del valor de oportunidad tiene una base parecida. Es más conocido como el "costo de oportunidad", pero el concepto de valor admite la posibilidad de que haya beneficios al igual que costos. El costo de oportunidad de tomar un día de vacaciones es el valor de la actividad más rentable, que uno podría hacer con el mismo tiempo: ganar un sueldo, o producir algo que se puede vender o bien cultivar algo que se puede comer. Este concepto nos ayuda a estimar un valor, por ejemplo, del trabajo de una mujer preparando la comida de su familia (una actividad no pagada y, muchas veces, sin ningún reconocimiento). Si la mujer no lo hiciese, sin embargo, el marido tendría que empezar a cocinar, dejando de lado sus actividades. El valor de oportunidad del trabajo de la mujer es el valor de lo que él produce en este tiempo. Si él es artesano, fabricando cestas para vender, el valor de su tiempo depende de su producción de cestas y el precio de venta de ellas. Esto también determina el valor de oportunidad del trabajo de su mujer.

El impacto de la electrificación rural no ha sido significativo en los usos productivos, en virtud de que no es la falta de electricidad lo que impide que se hagan grandes avances en la productividad, sino otros impedimentos como la falta de financiación para equipos como: bombas de agua, motores eléctricos, máquinas de coser, un refrigerador, entre otros.

Por otro lado, en el caso de sistemas domésticos renovables (en su mayoría fotovoltaicos) la potencia del sistema no alcanza las necesidades de la mayoría de los aparatos. Sistemas de mini red fotovoltaica comunitaria pueden tener la ventaja de permitir ráfagas cortas de uso de alta intensidad en una parte de la red, que se compensan por usos menos intensos en el sistema en otros lugares, de tal manera que la carga sobre todo el sistema sea soportable en cualquier momento.

Allen (2015) en el estudio desarrollado para la comunidad de Ischpink menciona que uno de los errores comunes al analizar la viabilidad de un proyecto, es el de únicamente considerar el rendimiento del dinero, dejando de lado el impacto sobre una sociedad, o sobre el medio ambiente. Debiendo destacar que la banca multilateral denomina a este tipo de variables como valores exógenos, es decir externos al giro principal del sistema bancario; que en este caso es financiero.

En el caso de las inversiones públicas, financiadas por Organismos Multilaterales, tienen como propósito las mejoras en la "calidad de vida", la cual es evaluada a través de un análisis cualitativo.

En el documento de Allen (2015) se analiza la literatura disponible para evidenciar cómo otros han tratado estos aspectos sociales y ambientales ("exógenos") para darles valores que permiten su inclusión en los análisis económicos.

El mismo autor define el término "Exógeno" como lo relativo a lo externo a la producción y venta de electricidad. Es decir, las variables sociales y ambientales son valoradas en términos monetarios, con lo cual, es factible la comparación de beneficios transversales a la electricidad.

Entre los principales beneficios transversales que se han identificado con los programas de electrificación rural aislada, se encuentran los siguientes:

Salud. Se encuentra relacionado principalmente con la calidad de aire en una vivienda, cuando se sustituye la iluminación tradicional con leña por la bombilla eléctrica. Por otro lado, se encuentra también la refrigeración de vacunas, la esterilización de insumos médicos, entre otros.

Educación. Permite la utilización de equipos de computación, antenas satelitales para acceso a internet, y extensión de horas de estudio durante la noche.

Comunicación. Telefonía IP, Acceso a internet

Diversión. Acceso a la televisión y la radio.

Cortés (2020) en el estudio comparativo de 4 países asiáticos como Hong Kong, Singapur, República de Corea y Taiwán, denominados “Los 4 Tigres” menciona la importancia que representó la educación en el desarrollo y progreso de estos países, ya que a partir de los 60’s determinan políticas fundamentales, las cuales se constituyeron en los cimientos del crecimiento económico, mismas que se describen a continuación:

- a. Educación bilingüe (inglés – lengua Materna)
- b. Fomento de las ciencias exactas (Matemáticas, Sociales, Física)
- c. Impulso a las tecnologías de la comunicación e información
- d. Acceso Universal a la Educación

Es muy escasa la literatura en referencia a poder monetizar los beneficios que representa la electrificación rural. Una excepción es el estudio desarrollado por el (IEG, 2008) en el que se muestran valorados algunos beneficios de la electrificación rural. En ese aspecto, a continuación, se muestra una tabla con un análisis comparativo entre varios países del mundo, entre ellos Perú y Bolivia, próximos al Ecuador.

Tabla 4. Beneficios de la Electrificación Rural (USD Por vivienda por mes)

Benefit	Philippines	Peru	Lao PDR	Bolivia
Lighting	7.36 ^a	16.16	5.60	12.24
TV	15.11	8.5	2.22	4
Radio	(included in TV)	Not estimated	Not estimated	Not estimated
Education	12.46	Not estimated	Not estimated	Not estimated
Time saved for household chores/increased leisure	5.30	5.5	5.5	5.5
Productivity home business: existing business	6.30	0.0	3.40	Not estimated
Productivity home business: new business	5.25	0.0	2.35	Not estimated
Improved health	0	0.02	0.02	Not estimated
Reduced fertility	Not estimated	0.08	0.08	Not estimated
Increased agricultural productivity	0	0	Not estimated	Not estimated
Public good benefits (including security)	Not estimated	Not estimated	Not estimated	Not estimated
Reduced pollution (global benefits) ^b	Not estimated	0.24	0.15	0.20

Fuente: Beneficios a la Electrificación Rural (IEG, 2008)

Así también, (Urrunaga et al., 2013) ha identificado tres posibles métodos para poder determinar los beneficios de la electrificación rural, siendo estos: a) Estimación de la demanda del consumidor, con lo cual se pueden asumir beneficios, b) Sustitución de costos de energéticos con la introducción de energía eléctrica; y, c) Aplicación de la Evaluación de Impacto para determinar beneficios tales como: Mejora en la salud familiar, Generación de ahorros en la familia, en virtud de reducción de costos en energéticos, entre otros. De allí que, en el estudio mencionado, se obtuvo el siguiente orden de prelación en referencia a la preferencia de las familias, con relación a los usos finales que le dan a la electricidad: 1. Iluminación, 2. Radio y TV, 3. Refrigeración, 4. Educación, 5. Salud, y 6. Ingresos.

3.3.1. La Cuantificación de los beneficios sociales en términos monetarios

(Khand Ker et al., 2009) en el estudio de caso para Bangladesh ha determinado una relación entre el número de años de escolaridad completados con el tiempo que los estudiantes incrementaron su número de horas de estudio.

El objetivo de los estudios fue evaluativo, con el fin de demostrar si los programas del Banco Mundial han tenido un impacto positivo o no sobre el nivel de ingresos al hogar y el nivel de asistencia en la educación. Los resultados fueron positivos, pero no permiten evaluar el valor de este beneficio, comparado con otros beneficios o costos que pueda haber.

Aguirre (2017) en cambio, en el estudio de caso desarrollado para Perú, si logra identificar una mejora en la educación en niños y adolescentes comprendidos entre los 6 y 18 años, en cuyo estrato existió un incremento de 65 minutos, durante horas de la noche, para actividades de lectura y estudio. Este resultado, coincide con el presentado por parte del (IEG, 2008) quien a través de una encuesta realizada a 9 países de varios continentes, entre ellos: Indonesia, Marruecos, Nepal,

Nicaragua, Perú, Bangladesh, Ghana, Senegal y Filipinas, identificó que con el acceso a la electricidad los niños incrementaron su tiempo de estudio por más de 70 minutos. No obstante, de lo anterior, Aguirre concluye que el incremento del tiempo de estudio fue de 93 minutos en aquellas comunidades que tuvieron acceso a la red convencional. Finalmente, el análisis de este tiempo es traducido a términos monetarios, en los cuales se determina que, en un año, los beneficios de los hogares rurales que tienen acceso a la energía eléctrica sería de USD 15,95 a nivel nacional.

Así también, dos estudios desarrollados por el (IEG, 2008) para Ghana y para Bangladesh, evidenciaron el nivel de absentismo de maestros y personal de salud, en los sectores que no contaban con electrificación rural.

Por otro lado, en este estudio se señala que la energización rural también tiene una influencia en el sector de la salud, en principio en dos aspectos, el primero a la hora de procurar la reducción de la contaminación del aire en el interior de la vivienda, si bien no considerable, ya que en la cocción aún se sigue utilizando la biomasa, pero desde la iluminación de la vivienda. El segundo aspecto es la reducción de la carga de trabajo en las mujeres, ya que se reducen los desplazamientos para recolección de leña y compras de combustible.

De allí que, las enfermedades respiratorias son catalogadas a través de un índice de riesgo que evalúa la exposición de las personas a la toxicidad de las partículas esparcidas en el aire por la quema de la biomasa, y de aquellas que enfermaron al no estar expuestos a esta contaminación, y cuya cifra es de 3,5. Inclusive, se ha identificado el número de días que los adultos faltaron en un año al trabajo, y que es de 3 días. Así también, se ha cuantificado el reemplazo de lámparas de queroseno por lámparas que utilizan energía eléctrica, y cuyo valor representa USD 2,50.

3.3.2. Estimación de la capacidad de pago de poblaciones rurales

La Carta Magna de la República del Ecuador establece en su Artículo 63, la responsabilidad del Estado de promover y financiar, de manera prioritaria, los proyectos de desarrollo de la electrificación rural, especialmente en zonas aisladas de los sistemas de distribución. Con lo cual, el Ministerio de Energía tiene la obligación de gestionar ante el Ministerio de Finanzas los recursos económicos necesarios para la ejecución de este tipo de proyectos.

En la gran mayoría de estos hogares, sus pequeños ingresos están destinados a financiar el consumo interno, manteniendo una economía de subsistencia y en general caracterizándose por vivir en niveles de pobreza extrema y condiciones infrahumanas.

Estos factores han determinado que, a la hora de invertir en electrificación rural aislada, la sostenibilidad de dichos proyectos no esté garantizada. Y de allí la importancia que deriva el estudio contratado en el año 2005, por el entonces Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC- en el marco Proyecto de Modernización de los Sectores Eléctrico, de Telecomunicaciones y Servicios Rurales, PROMEC, que determinó la voluntad y capacidad de pago de los pobladores de tres regiones del país: Costa, Sierra y Amazonía, esta última, y conforme al (CONELEC, 2008) determinó que del total de viviendas alejadas de las redes, el 84,70% están ubicadas en la Amazonía, el 7,40% en la Costa y el 7,90% en la Sierra.

Para dar sostenibilidad a los proyectos de electrificación rural aislada, se definió una política en la cual las mismas empresas de distribución que operan en las zonas urbanas, son las responsables de dar el servicio en las zonas rurales aisladas, con lo cual los costos de mano de obra para la Administración, Operación y Mantenimiento (AO&M) se determinaron como costos hundidos. De allí que, a través del análisis de un flujo económico, se establece la tarifa mínima que cubriría estos costos, a la cual se la ha llamado Tarifa de Sostenibilidad. Cabe mencionar que este valor corresponde al que habría que aplicar si el proyecto necesitase ser sostenible individualmente.

En el informe de Evaluación Económica y financiera de iniciativas de proyectos de inversión de electrificación rural aislada en Ecuador presentado por Castillo (2016) menciona que en lo que respecta al análisis de rentabilidad financiera, si bien es cierto ésta es negativa, los flujos operacionales son positivos, lo cual indica que si los costos de inversión y reinversiones fueran considerados como subsidios por parte del Estado, este tipo de proyectos fueran sostenibles también financieramente. No obstante, este estudio también encontró que únicamente en dos casos los flujos operacionales son negativos, esto es cuando los costos de AO&M suben un 20% o cuando los ingresos por facturación decrecen en el mismo porcentaje, de allí la importancia de la capacidad y voluntad de pago de los beneficiarios de los proyectos de electrificación rural aislada.

Ante la ausencia de mejor información, más específica, detallada y actualizada, se ha tomado datos del estudio de Capacidad de Pago de Poblaciones Rurales para Servicios de Electricidad desarrollado por el CIMACYT (2007) para el PROMEC, con el objeto de definir ciertos parámetros necesarios para correr el modelo de evaluación económica y financiera de los proyectos aislados fotovoltaicos para Ecuador. La información rescatada es la que se detalla a continuación:

Estratificación Social de la población objetivo: Con el objeto de desagregar la población objetivo en tres estratos socioeconómicos y a falta de un estudio más detallado al respecto, se considerará la estratificación realizada al año 2007 para la población que no contaba con servicio eléctrico residencial. Esta estratificación se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 5. Estratificación socioeconómica Rural de Ecuador

Estrato	Poblacion (Viv. Sin energia eléctrica)	%
Estrato 1	44.150	28%
Estrato 2	102.627	64%
Estrato 3	12.977	8%

Fuente: Rescatado de Informe Ecuador con sistemas aislados. CIMACYT (2007)

Donde el Estrato 1 corresponde a la población con menores ingresos, mientras que el Estrato 3 a la de mayores ingresos. Para la agrupación en estos estratos, se analizó la información relativa a las variables que se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 6. Variables utilizadas para estratificación social

Variables utilizadas para la estratificación	
Porcentaje de viviendas sin electricidad	(PVIS)
Eliminación de aguas servidas	(PELA)
Material estructura hormigón hierro	(PMPE)
Dormitorios por persona	(PHAC)
Agua proviene de la red pública	(PABA)
Material techo loza asbesto	(PMPT)
Nivel de instrucción de los jefes del hogar	(JNIV)

Fuente: Rescatado de Informe ecuador con sistemas aislados. CIMACYT (2007)

Como primera aproximación, se utilizó estos porcentajes de estratificación socioeconómica, dentro de la población objetivo de las iniciativas de proyectos, presentados a financiamiento por las EED.

Gasto mensual condición sin proyecto (G_o): Dado que el modelo econométrico, requiere de la información de gasto de energía consumida sin proyecto. El gasto mensual en energéticos sustituibles, según CIMACYT (2007), va desde los 2 a los 40 USD mensuales, con un promedio nacional del orden de los 7 USD mensuales (2007) equivalentes a 9 USD de diciembre 2012. Estas cifras coinciden con la información recibida en las visitas de campo, referente al gasto mensual en velas, pilas, kerex y otros energéticos sustituibles por electricidad. Cabe mencionar que en el estudio de Capacidad de voluntad de pago, no se hace referencia a la cantidad de energéticos asociados a estos gastos, ni a su equivalente en kWh.

Consumo de energía en condición sin proyecto (Q_o): Dado que el modelo econométrico requiere de la información de cantidad de energía consumida sin proyecto, es necesario contar con la cantidad de energéticos asociados a este gasto, y su equivalencia en unidades de energía medidas en kWh. La presente metodología, propone una tabla de conversiones para realizar este cálculo. No obstante, es imperante la necesidad de contar con estudios o encuestas que indiquen la cantidad de unidades de energéticos consumidos (Velas, Pilas, Kerex, etc.).

Precio de la energía consumida sin proyecto (P_o): El precio equivalente de los energéticos sustituibles consumidos, se obtiene de la razón G_o/Q_o , ambos valores medidos en una misma unidad de tiempo, en este caso un mes. La metodología actualmente aplicada por ARCONEL a proyectos de electrificación rural mediante extensión de red, asume un consumo sin proyecto de 3,06 kWh/mes con un gasto asociado de 11,8 USD al mes. La experiencia internacional da cuenta de consumos de este orden para la situación sin proyecto, y gastos también similares, por lo que estas cifras se consideran razonables para ser utilizadas en la evaluación económica de los proyectos aislados fotovoltaicos, en los casos en que no se disponga de estudios específicos de consumo sin proyecto. En caso de existir un estudio para la comunidad a ser atendida, la información de ese estudio es la que debe ser utilizada en la evaluación.

De acuerdo a los datos del estudio de CIMACYT (2007), el gasto mensual en la condición sin proyecto, para los 3 estratos socioeconómicos considerados es la siguiente. La tabla muestra también los valores actualizados a diciembre 2012:

Tabla 7. Consumos sin proyecto por estrato socioeconómico

Estrato	Go Iluminación USD/mes	Go Artefacto USD/mes	Go Total USD/mes (2007)	Ingresos USD/mes	Desvalorización 2007-2012	Go Actualizado USD/mes
Estrato 1	6,7	1,5	8,2	49,9	22,85%	10,63
Estrato 2	5,1	1,1	6,2	51	22,85%	8,04
Estrato 3	5,8	1,3	7,1	90,5	22,85%	9,20

Fuente: Rescatado de Informe ecuador con sistemas aislados. CIMACYT (2007)

Capacidad de pago y voluntad de pago: De acuerdo al estudio de CIMACYT (2007) en relación a la voluntad de pago, las conclusiones son las que se muestran en las tablas siguientes, donde se aprecia que el 96,6 % de los hogares que no cuentan con servicio eléctrico, desean tenerlo, que el 93,6 % de estos hogares “pagarían lo mismo que gastaron en energía el último mes, por servicio eléctrico” y que un 76,5 % pagaría algo más por este servicio. Estos resultados se presentan en las tablas siguientes, desagregados por estratos socioeconómicos. Para obtener esta información, se levantó información en comunidades que no disponen de energía eléctrica por red pública en las tres regiones, analizando sus niveles actuales de gasto en energía, específicamente en alumbrado y en el uso de artefactos eléctricos:

Tabla 8. Porcentaje de Hogares que desean servicio de energía eléctrica

Estrato	Porcentaje
1	95,6%
2	96,9%
3	98,5%
Total	96,6%

Fuente: Rescatado de Informe ecuador con sistemas aislados. CIMACYT (2007)

Tabla 9. Porcentaje “Voluntad de pago”

Estrato	Porcentaje
1	93,1%
2	92,8%
3	98,5%
Total	93,6%

Fuente: Rescatado de Informe ecuador con sistemas aislados. CIMACYT (2007)

Tabla 10. Porcentaje “Voluntad de pago adicional”

Estrato	Porcentaje
1	81,8%
2	72,4%
3	76,0%
Total	76,5%

Fuente: Rescatado de Informe ecuador con sistemas aislados. CIMACYT (2007)

De acuerdo a estos antecedentes, se puede concluir que el 93,6 % de los hogares, estarían dispuestos a pagar alrededor de 9 USD por mes por servicio eléctrico. Esto hace concluir que la voluntad de pago está muy cercana al gasto en que se incurre por la compra de energéticos sustituibles por electricidad.

3.3.3. Propuesta para la evaluación de proyectos de electrificación rural aislada con sistemas fotovoltaicos

La regulación No. CONELEC – 008/08 fue emitida en el año 2008, la cual, según su propia definición, tiene por objetivo establecer el procedimiento que permita al CONELEC (ahora ARCONEL), preasignar recursos, calificar y aprobar los proyectos que presenten las empresas eléctricas de distribución, y que prestan el servicio de distribución y comercialización, que serán financiados por el Fondo de Electrificación Rural y Urbano - Marginal, FERUM.

Así también, establece el procedimiento para presentación de los proyectos y los requisitos que deben cumplir para su calificación en forma general, haciendo ciertas especificaciones en torno a generación no convencional, estableciendo límites a los montos solicitados por vivienda, local de servicio comunitario y tipo de generación.

Para el caso de proyectos fotovoltaicos se considera la siguiente tabla:

Tabla 11. Monto para proyectos fotovoltaicos según Regulación CONELEC – 008/08

Tipo de Usuario	USD
Tipo I USD/vivienda	3.200
Tipo II USD/vivienda	3.500
Centros: Comunes, Salud y Educación USD/centro	3.800
Bombeo de Agua USD/unidad	4.000

Fuente: Regulación CONELEC 008/08

La regulación indica, además, que aquellos proyectos que superen estos valores deberán ser justificados. Cabe destacar que la regulación no da un criterio para definir a una vivienda como estrato 1 o estrato 2, tampoco define las cargas que se pueden abastecer, ni la energía a proveer.

Adicionalmente, la regulación no establece el mecanismo o los parámetros bajo los cuales se calcularon estos valores máximos.

Otro limitante de esta regulación es que se estableció una potencia instalada de 200 Wp para abastecer a una vivienda básica, sin considerar los diferentes hábitos y capacidad adquisitiva de las comunidades.

La metodología utilizada por la Agencia de Regulación para obtener los indicadores de beneficios económicos y financieros del FERUM extensión de redes, tipifica muy bien las realidades que se presentan en proyectos de electrificación Rural y Urbano marginales, pero no aplica a sistemas aislados tales como los fotovoltaicos, por las siguientes razones:

El costo de la energía regulado, no representa la realidad de los sistemas aislados, donde este costo se asocia a los costos de O&M, si se dejan de lado los costos de administración, la inversión y las reinversiones (cambios de baterías, reguladores e inversores).

El modelo de pérdidas eléctricas utilizado no es aplicable a sistemas aislados con soluciones individuales ni a sistemas con mini redes de pequeño tamaño.

Los costos de Administración Operación y Mantenimiento (A, O&M), están incluidos en las tarifas (Costos de Distribución), lo que no es aplicable para los sistemas aislados, donde los costos de A, O&M dependen de cada caso en particular.

Los consumos típicos utilizados para los servicios vía red eléctrica convencional, no corresponden a los consumos esperados en sistemas aislados, ya que, a diferencia de los sistemas de red, la energía y la potencia están limitadas por la capacidad del sistema instalado, capacidad que a su vez está limitada tanto por los límites razonables de Inversión por Vivienda como por la rentabilidad financiera y económica que se exige a estos proyectos.

Las tarifas de venta corresponden a las reguladas por la autoridad y no existen mecanismos ni metodologías para regular las tarifas de sistemas aislados, por lo que no representan la realidad de este tipo de sistemas.

La obtención de los beneficios económicos del caso Viviendas sin Servicio, podría ser aplicado a los proyectos aislados. Sin embargo, por las razones antes expuestas y para claridad de los evaluadores, se propone utilizar un modelo ad-hoc a sistemas fotovoltaicos, que es el que se presenta en el “Informe ecuador con sistemas aislados”.

En esta sección se recoge una propuesta metodológica para evaluación económica y financiera de proyectos de electrificación rural aislada con sistemas fotovoltaicos.

Si un proyecto tiene rentabilidad social (económica) positiva, al Estado le interesa invertir en su implementación. Un mecanismo para lograr dicho objetivo es a través de la entrega de incentivos a la inversión que haga que la empresa trabaje en un punto de indiferencia respecto a otros destinos que pueda dar a sus recursos y que le produzcan la rentabilidad esperada de sus otras operaciones.

La magnitud del incentivo estatal, a ser entregado a las EED en forma de subsidio, se obtiene mediante la evaluación financiera de los proyectos, utilizando una tasa de descuento que refleja el costo de oportunidad del uso de los recursos de estas empresas. Sin embargo, para que los proyectos se mantengan operativos durante el horizonte esperado de vida útil, el incentivo debe darse solo una vez y orientado exclusivamente a financiar los costos de Inversión, en el entendido que las tarifas se encargarán de cubrir los costos de administración, operación y mantenimiento a lo largo del horizonte de evaluación. Si esto no ocurre, se producirán dos situaciones: La primera es que el proyecto no podrá seguir operando por falta de flujos monetarios y la segunda es que el Estado tendría que volver a entregar un incentivo, esta vez a la operación, en forma permanente, comprometiendo recursos públicos futuros, sin la seguridad de contar con ellos.

De lo anterior se concluye entonces que el monto del incentivo, que hace que un proyecto pueda ser ejecutado, en forma sostenible, resulta de la comparación del valor presente (VP) de los costos totales respecto al VP de los ingresos (Facturación), siendo su monto máximo el valor absoluto del VP de la Inversión. Si resultase un monto de incentivo mayor que la Inversión, significaría que los costos de administración, operación y mantenimiento no estarían siendo cubiertos por los

ingresos y, por lo tanto, el proyecto no sería sostenible, de acuerdo a lo explicado anteriormente, ya que requeriría un subsidio permanente para cubrir el déficit para A, O&M.

La Figura No 1 presenta la composición de costos e ingresos, incluyendo el incentivo, en el escenario de flujos operacionales positivos.

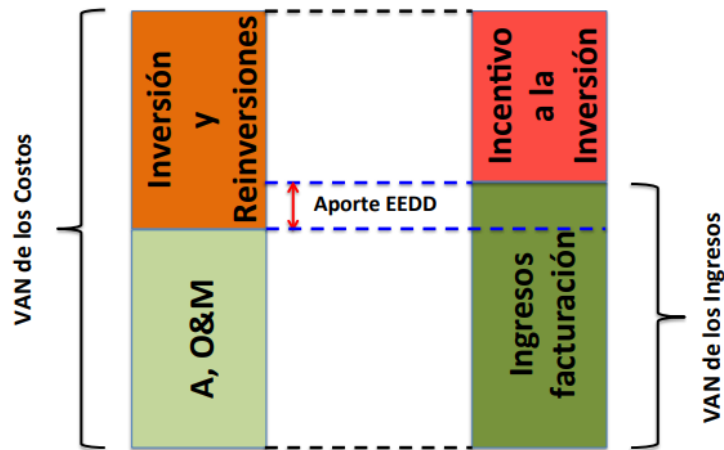


Figura 1. Conceptualización del Incentivo a la Inversión. (Castillo, 2014)

Por el contrario, en la Figura No. 2 se representa el escenario en el cual los Ingresos son menores que los costos de A, O&M, lo que significaría que la empresa no obtendría los recursos necesarios para mantener el servicio, por lo que requeriría un incentivo permanente para poder seguir operando, situación que se refleja en que, al monto máximo de incentivo a la inversión, se debería sumar un subsidio a la operación.

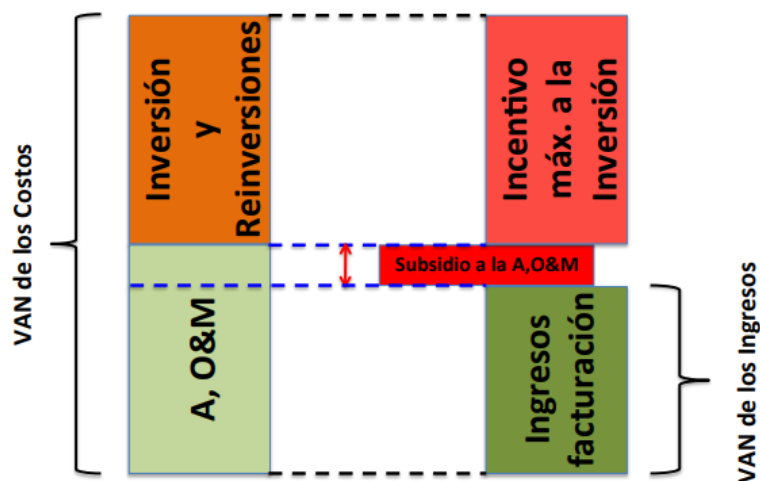


Figura 2. Situación de Incentivos con flujos operacionales negativos. (Castillo, 2014)

En el caso que los ingresos fuesen mayores que los costos de administración, operación y mantenimiento (A, O&M), la empresa obtendría flujos operacionales positivos, por lo que obtendría los recursos necesarios para seguir entregando el servicio, además de necesitar un menor incentivo para operar en el punto de indiferencia.

De acuerdo a este análisis, se propone que en los sistemas aislados de electrificación, se establezca una tarifa de sostenibilidad, de tal forma que los ingresos por tarifa cubran al menos los costos de

Administración, Operación y Mantenimiento (A, O&M), mientras que el incentivo sea responsable por cubrir como máximo la inversión, incluyendo reinversiones, con el objeto, ya señalado, de evitar que el Gobierno de Ecuador comprometa recursos futuros para subsidiar, en forma permanente, la operación de estos proyectos.

Como en el caso de Ecuador, se asume que las EED establecidas en el país, serán las que se responsabilicen del suministro de energía mediante los sistemas aislados, se puede asumir que los costos de Administración serán costos hundidos, dejando los costos asociados a las tareas de cobranza dentro de los costos de Operación, por lo que la tarifa solo debería cubrir los costos de O&M.

A continuación, se presenta la propuesta metodológica que permite obtener los indicadores de bondad, tanto del punto de vista social (Evaluación Económica) como del punto de vista privado (Evaluación Financiera), de proyectos de electrificación rural aislados, específicamente proyectos basados en tecnología fotovoltaica, pero puede ser utilizada también para otras fuentes de energía, tales como eólica, hidráulica, biomasa y sistemas híbridos, haciendo los ajustes necesarios.

La evaluación financiera permite definir el atractivo desde el punto de vista de un privado de realizar una determinada inversión. La evaluación económica, da cuenta de los beneficios para la sociedad en su conjunto, de materializar un proyecto en particular.

Evaluación financiera.

La evaluación financiera no reviste mayores diferencias con la evaluación típica de proyectos de inversión, en que se comparan los beneficios financieros vs los costos financieros obteniéndose los indicadores de Valor Actual Neto (VAN), a una tasa de descuento definida, y la tasa interna de retorno (TIR).

Por lo tanto, para realizar la evaluación financiera de un proyecto, se requiere conocer los Ingresos, los Egresos, y la tasa de descuento privada o financiera.

Con el objeto de alimentar la evaluación económica del proyecto, los costos de inversión deben desagregarse en Costos de origen Nacional y en Costos de origen importado, ya que tal como se explicará más adelante, para realizar la evaluación económica, se debe pasar de precios de mercado a precios sociales, aplicando las Razones de Precio de Cuenta (RPC) correspondientes.

En el caso de los proyectos fotovoltaicos, ya sean éstos individuales o con mini redes, necesariamente se deben considerar reinversiones que están relacionadas con el cambio de las baterías (aproximadamente cada 5 años, aunque cada vez la tecnología aumenta las expectativas de vida de las baterías) y cambio de inversores y reguladores (aproximadamente cada 10 años).

La propuesta metodológica que se presenta, considera que estas inversiones no serán recuperadas vía tarifa, sino que deben ser consideradas en el monto de la inversión inicial, trayéndolas al año 0, aplicando la tasa de descuento correspondiente. De esta manera se libera a la tarifa de sostenibilidad de la necesidad de provisionar fondos para estas reinversiones, dejándola sólo con la obligación de cubrir los costos de O&M. Esto supone la existencia de los mecanismos que permitan a las EED retener estos fondos hasta el momento en que sea necesaria su utilización. No obstante, esto actualmente es inviable en virtud de que la mayoría de EED tienen capital público,

que al final del año fiscal es retirado por el Ministerio de Economía y Finanzas, y el resto de EED mayoritariamente tienen capital público en sus acciones.

Tasa de descuento privada o financiera

Por otra parte, si se dispone de suficientes antecedentes del financiamiento para cada empresa y proyecto, puede estimarse una tasa de descuento privada específica basada en el tipo de financiamiento, así como el costo de la deuda asociada, calculando lo que se conoce como Costo Ponderado del Capital.

$$t_d = k_d \frac{D}{INV} + k_p \frac{P}{INV}$$

Donde:

td: Tasa de Descuento, como Costo Ponderado del Capital comprometido en la Inversión

D: Parte de la Inversión Financiada con Deuda

P: Parte de la inversión Financiada con Capital Propio de la entidad ejecutora

INV: Monto de la Inversión

kd: Costo de la Deuda comprometida en la inversión

kp: Costo del Capital Propio invertido en el proyecto.

Costo de la deuda (kd): La medición del costo de la deuda, ya sea que la empresa utilice bonos o préstamo, se basa en el hecho de que éstos deben reembolsarse en una fecha futura específica, en un monto generalmente mayor que el obtenido originalmente. La diferencia constituye el costo que debe pagar por la deuda. Por ejemplo, si es posible conseguir un préstamo al 7% de interés anual, el costo de la deuda (kd) se define como el 7%.

Costo del Capital Propio (kp): Entendiéndose por Capital Propio, aquella parte de la inversión que ha de financiarse con recursos propios de la Entidad Ejecutora. El Costo del Capital Propio se puede definir como el Costo de Oportunidad del Inversionista. Esto es, la tasa asociada con la mejor oportunidad de inversión, de riesgo similar, que se abandonará por destinar estos recursos al proyecto que se estudia.

Egresos

Inversión en Materiales

Inversión en Mano de Obra

Reinversiones dentro del período de evaluación

Costos de Administración, Operación y Mantenimiento

Inversión en mano de obra

La inversión en mano de Obra, se refiere justamente al costo de las horas hombre involucradas en el proceso de diseño, ejecución, supervisión y capacitación, asociado a la materialización del proyecto. Con el objeto de alimentar el proceso de evaluación económica de dicho proyecto, los costos de Mano de Obra (MO), deben idealmente separarse en costos de MO calificada, Semi Calificada y No Calificada, ya que al igual que en el caso de la Inversión en Materiales, estos costos se deben corregir aplicándoseles las respectivas RPC, para pasar a costos sociales.

Adicionalmente, se incorporan los siguientes elementos asociados con la inversión:

- Nivel máximo de consumo de una instalación fotovoltaica.
- Inversión por crecimiento poblacional.
- Impacto del Crecimiento en el programa de reposiciones preventivas.

Nivel máximo de consumo de una instalación fotovoltaica

Se incorpora, como parte de esta metodología, una estimación de la máxima producción de energía mensual, en kWh, tanto para soluciones individuales, como micro redes. Dicho límite, representa por tanto la máxima energía que es facturable a los usuarios finales del sistema.

$$Emáx = Min (E_p, E_b)$$

Donde,

Emáx: Nivel Máximo de Energía Mensual de la Instalación

Ep: Energía mensual disponible por los Paneles Fotovoltáicos, en kWh.

Eb: Energía mensual disponible por las Baterías de almacenamiento, en kWh.

$$Ep = Np * P(Wp) * HPS * FGF * \eta_{bat} * \eta_{inv} * 30/1000$$

$$Eb = Nb * C(Ah) * Vb * PDM_d * \eta_{bat} * \eta_{inv} * 30/1000$$

Donde,

Np: Cantidad de paneles fotovoltaicos

Nb: Cantidad de Baterías

P(Wp): Potencia de cada panel fotovoltaico en Wp.

C(Ah): Capacidad de almacenamiento de cada batería en Ampere-Hora.

Vb: Voltaje de la batería. En Volt.

HPS: Irradiación solar, en kWh/m²/día.

FGF: Factor Global de Funcionamiento de paneles fotovoltaicos (valor típico: 90%)

PDMd: Profundidad de Descarga Máxima diaria de la batería (valor sugerido 15%-20%)

η_{bat} : Eficiencia Baterías (valor típico: 90%)

η_{inv} : Eficiencia Inversor (valor típico: 90%)

Inversión por Crecimiento Poblacional

En el caso de que las comunidades electrificadas tengan un crecimiento poblacional, se implementará los siguientes pasos metodológicos:

Determinar el número y tipo de nuevas viviendas, según perfil de clientes originales y las tasas de crecimiento poblacional de la provincia pertinente.

Se asigna a cada nueva vivienda un consumo mensual esperado igual al consumo del estrato al cual pertenezca.

Se asume la electrificación de cada nueva vivienda con solución de Paneles Individuales. Valorándolos de forma equivalente a la Inversión Inicial (Materiales y Mano de Obra).

Según el número inicial de viviendas de un determinado estrato (V_o), el número de nuevas viviendas para un año “i” (V_i), se determina mediante la siguiente expresión general:

$$V_i = V_o[(1 + r)^i - (1 + r)^{i-1}]$$

Donde,

r: Tasa de crecimiento anual de la población en p.u.

i: Año de la proyección

V_o : Numero inicial de viviendas

V_i : Numero de nuevas viviendas que aparecerían durante el año i.

Impacto del crecimiento en el programa de reposiciones preventivas

La incorporación de nuevas instalaciones fotovoltaicas a lo largo del Horizonte de Evaluación, trae como consecuencia la necesidad de incorporar cada uno de los componentes principales al Programa de Reposición Preventiva, por lo que el efecto del crecimiento además es creciente en el tiempo, pues los programas de reposición periódica de cada nuevo componente se van superponiendo a los programas de los equipos preexistentes.

Costos de administración

Estos costos se refieren principalmente a las labores de logística, facturación, contabilidad y cobranza.

Este aspecto otorga en primer lugar la opción al diseñador de escoger entre 2 modelos de gestión comercial:

- Sistema Pre pago
- Sistema Post Pago

El Costo asociado a la actividad comercial, así como otros aspectos de la evaluación, es función del sistema seleccionado:

Costo de Actividad Comercial con sistema de Pre Pago

En este caso, se suprimen las actividades de Lectura, Facturación y Recaudación típicas de todo ciclo comercial y ejecutadas por personal de las EED en la casa de cliente, oficinas comerciales y puntos de recaudo. Eso sí quedan los siguientes elementos generalmente ejercidos en las oficinas centrales de la EED:

- Monitoreo del comportamiento de pago de cada cliente en el sistema comercial de la empresa.
- Inspección periódica de medidores, normalmente coincidente con el Programa de Visitas Técnicas.

Las actividades de facturación (impresa) y recaudación, son normalmente ejecutadas por un servicio de conmutación transaccional contratado por la EED para tal efecto.

Dado que todos los elementos que constituyen la gestión comercial del sistema de prepago, son preexistentes a un proyecto específico, se mantiene la propuesta original de considerar estos como Costo Hundido.

En este caso, los mayores costos logísticos (de desplazamiento) los incurre el Cliente final, por lo que deben considerarse como un Costo Social del proyecto.

Costo de la Actividad Comercial con Sistema Pospago

El sistema de pospago, corresponde a la instalación de un medidor convencional (mecánico o digital) en el punto de consumo. Consecuentemente, se debe ejecutar la actividad de lectura, entrega de la factura y recaudación de los pagos respectivos por parte de la EED.

En este caso, se asume que la EED dispondrá de un sistema de Facturación In Situ, entendido como un sistema de tecnología portátil, con los datos comerciales del cliente, para la toma de lectura, cálculo de facturación, impresión de factura y registro de pagos. De tal forma que mediante visitas periódicas a la comunidad (p. ej. Cada 2 meses², como máximo) se puede ejecutar sin mayores inconvenientes todas las actividades del ciclo comercial en la puerta de cada Cliente final, por un único agente comercial.

Los elementos que componen en este caso el costo comercial son:

- La valoración de las Horas Hombre involucradas en el proceso, desde su salida hasta el regreso a las oficinas centrales de la EED.

² Conforme al Artículo 40 de la Ley Orgánica de Defensa del Consumidor

- Los viáticos asignados a cada agente comercial, cubriendo todos los días de viaje.
- Los distintos medios de transporte para el acercamiento y regreso desde la comunidad.

$$CMO_{com} = N_{VC}N_{AC}(t_{viaje} + t_{ruta} + t_{cliente}) \left[Valor(hh) + \frac{Viático}{HLD} \right]$$

Donde:

CMOcom: Costo anual de la Mano de Obra comercial.

NVC: Número de visitas comerciales anuales.

tviaje: Tiempo de viaje de acercamiento y retorno, desde las oficinas centrales de la EED hasta la comunidad.

truta: Tiempo promedio de recorrido de la ruta de lectura por un agente comercial.

tcliente: Tiempo que demora la actividad de lectura, facturación y cobro en casa del cliente

Valor(hh): Valor de la hora hombre (USD/hora) de un agente comercial.

NAC: Número de agentes comerciales que visitan la comunidad.

Viático: Valor de viático en USD/día por persona.

HLD: Horas laborales por día. (típico: 8 hrs/día).

Si el diseñador selecciona la opción comercial de Pre-pago, este Costo es igual a 0.

Horas Hombre Sistema Post Pago

El tiempo que cada agente comercial empleará en la actividad comercial In Situ, comprende 3 factores:

- Tiempo viajando (ida/vuelta) a la comunidad
- Tiempo caminando por su “Ruta de Lectura”.
- Tiempo en casa de cada cliente: Lectura, Facturación y Cobro (si corresponde).

Costos de operación y mantenimiento

Estos costos se refieren a los costos directos involucrados en la operación y mantenimiento de los sistemas, tales como insumos, repuestos, revisiones, ajustes, limpiezas, etc.

Se ha implementado en la metodología los siguientes elementos para proyectar los Costos de Operación y Mantenimiento:

- Actividad de Inspección y mantenimiento de rutina

- ii) Actividad de Reposición Preventiva
- iii) Actividad de Reparación

En todos los casos, se estima el costo en materiales y equipos, así como el tiempo comprometido del personal técnico, para valorar las Horas Hombre comprometidas y calcular los viáticos asignables.

Se debe destacar que la aproximación metodológica desarrollada por (Castillo, 2014) fue reformulada por García (2017) en razón de que se incorporaron los siguientes criterios:

- El acercamiento y retorno del personal técnico a la comunidad puede consumir fácilmente la mitad del tiempo de la misión, adicionando horas hombre y días susceptibles de viáticos.
- La fórmula expuesta no menciona el costo relacionado con los viáticos, aunque algunas empresas, aplicando esta metodología los han adicionado en su cálculo, dada su alta relevancia.
- El tiempo de permanencia en la comunidad no solamente se compone de visitas a viviendas. Se deben considerar todos los puntos susceptibles de inspección/reparación (como los centros de generación y las micro redes). Además, el tiempo gastado también implica caminatas y traslados dentro de la comunidad, por terrenos no siempre favorables y a veces con pesados equipos de repuesto (una batería de 600 Ah pesa 100 Kg).
- Se debe diferenciar la actividad de inspeccionar de la actividad de reparación de eventuales desperfectos. En este punto, las EED sólo han considerado el uso de materiales menores e insumos (agua, fusibles, etc.) dejando de lado las eventuales fallas que pueden sufrir los componentes más importantes del SFV. Lo que implica nuevas compras, tiempo y transporte de equipos pesados.
- Las actividades del Programa de Reposición Preventiva, son altamente demandantes en Mano de Obra y Transporte y deben considerarse como parte del Costo de Operación y Mantenimiento. Además, como efecto del crecimiento poblacional ya mencionado, esta actividad se incrementa con el paso del tiempo.

Costos Actividad de Inspección y Mantenimiento de rutina

La comunidad es visitada de forma programada por uno o más técnicos calificados de la EED para recorrer, inspeccionar y realizar mantenimientos de rutina a las instalaciones fotovoltaicas y otros equipamientos instalados (redes, luminarias, medidores, etc.)

El costo anual de la actividad se compone de los siguientes elementos:

- Costo de insumos y Materiales menores.
- Horas dedicadas a inspección y mantenimiento de rutina

En caso de haber optado por el modelo comercial de pospago, cada técnico realiza la lectura, facturación y cobro en la puerta del cliente. En este caso, el costo se compone de los siguientes factores:

- Horas dedicadas a traslados al interior de la comunidad
- Horas dedicadas a viajar hacia y desde la comunidad.
- Viáticos
- Costo del Viaje de acercamiento y retorno

Con estos primeros antecedentes, se estima el valor gastado por el tiempo comprometido del personal técnico calificado, mediante la fórmula siguiente:

$$CMO = Vhh * Nt * Nv * (T_{insp} + T_{tr} + T_v)$$

Donde:

CMO: Costo anual de la mano de obra (USD)

Vhh: Costo unitario de la mano de obra (USD/Horas-Hombre), el que se determina considerando el salario mensual de un técnico y dividiéndolo por (20*8 = 160 horas mensuales, considerando jornadas de 8 horas laborables por 5 días a la semana).

Nt: Número de técnicos que asisten a la comunidad por visita.

Nv: Número de visitas anuales.

T_{insp}: Tiempo, en horas, dedicadas por técnico a la actividad de inspección y mantenimiento de rutina.

T_{tr}: Tiempo, en horas, gastadas por técnico en traslados al interior de la comunidad.

T_v: Tiempo de duración total del viaje de ida/regreso desde las oficinas centrales de la EED hasta la comunidad.

Viáticos: Corresponde al pago que la empresa realiza a cada técnico, por cada día de duración de la misión.

Costos Actividad de Reposición Preventiva

Tal como se indicó en el apartado dedicado a la Inversión, el Programa de Reposición preventiva, tanto de los componentes instalados inicialmente, como de aquellos adicionados acorde con el crecimiento poblacional, compromete periódicamente (desde la fecha de instalación) el recambio de cada componente por su equivalente nuevo, trayendo con ello las siguientes variables de costo, (sin considerar viajes adicionales, pues en esas ocasiones se hace coincidir con la visita técnica dedicada a inspecciones y mantenimiento de rutina):

- Valor de mercado del componente repuesto preventivamente.
- Transporte del componente nuevo desde las oficinas centrales de la EED a la comunidad.
- Transporte del componente retirado, de regreso a las oficinas centrales de la EED.
- Transporte especial para las baterías retiradas, así como un trayecto adicional por llevarlas a una planta de reciclaje especializada.
- Mano de Obra para maniobra de reposición (traslados, retiro e instalación) del componente.
- Viático adicional

Costos Actividad de Reparación

Durante las visitas técnicas se hace una estimación estadística de la cantidad de componentes del SFV que pueden haber fallado (ver Anexo N°1). Dichas fallas se localizan durante la actividad de inspección. De esta forma, al finalizar la ruta de inspecciones, el técnico regresa a la base, dentro de la comunidad, toma el repuesto del componente fallado y se dirige directamente al punto de falla para realizar el cambio del componente.

Eventualmente la actividad de reparación puede requerir la presencia de más de un técnico (por dificultades de movilidad del repuesto o por seguridad, entre otras posibilidades). En este sentido el diseñador debe especificar la cantidad de técnicos requerida por Equipo de Reparación.

El costo anual de esta actividad está compuesto por:

- Valor comercial del componente fallado.
- Tiempo de traslado del repuesto hasta el punto de falla
- Tiempo de la maniobra de reparación.
- Transporte de componentes nuevos y retirados por falla.

Los tiempos calculados se expresan en horas-hombre y suman tanto para el costo de la mano de obra, como para el cálculo del viático.

El cálculo de estos costos, es igual al ya presentado para el caso de la Reposición Preventiva. Solamente existe diferencia en los tiempos de traslado, pues siendo conocido el punto de falla (luego de la inspección) sólo queda llevar el componente nuevo hasta dicho punto y ejecutar la maniobra de reparación, ambos elementos de cálculo que dependen de parámetros propios de cada proyecto:

- Horas de duración de la maniobra de reparación
- Cantidad de técnicos que participan de la maniobra de reparación

- Tiempo que tarda en llevarse el componente nuevo hasta el punto de falla y luego, el componente retirado de regreso a la base.
- Ingresos privados (financieros)
- Ingresos por venta de Energía y Potencia (Tarifa).
- Ingreso por Cargo fijo (Tarifa).

En el caso de los proyectos fotovoltaicos, principalmente en los proyectos individuales y también en los de mini redes puros (sin generación de apoyo con costo variable), la tarificación se hace sólo con cargo fijo, ya que no tienen costos variables, por lo que se consume o no la energía disponible, se deben cubrir de todas formas los costos directos de O&M. No obstante, si el sistema se hace híbrido, vale decir, si se le incorpora una fuente extra de energía, si esta tiene costos variables, como sería el caso de un generador diésel, se podría pensar en una tarificación con cargo fijo y cargo variable. Probablemente esta situación se dé solo en el caso de sistemas centralizados con mini redes.

Se distinguen, a partir del Pliego tarifario Vigente, 2 categorías de consumidores:

- **Residencial:** Correspondiente a toda vivienda individual. Si bien, este grupo puede ser susceptible de diversos subsidios, como la Tarifa de la Dignidad, la diferencia entre lo facturado por la EED al cliente y el pliego tarifario vigente, es compensado por el Estado Ecuatoriano³. Por lo tanto, para efectos de una evaluación financiera, se considera lo subsidios como un flujo transparente (que no requiere ser explícito).

Metodológicamente se deja al diseñador la posibilidad de diferenciar los consumos de las viviendas en hasta 3 estratos distintos, de tal forma de poder diferenciar además el tipo de instalación fotovoltaica, con capacidad de generación diferenciada acorde con los consumos esperados para cada estrato.

- **General:** Tarifas que se aplican a servicios comunitarios como escuelas, centros de salud, templos religiosos, bombeo de agua, centros comunitarios, etc.

Del pliego tarifario 2020, se rescatan los valores relevantes para efectos de esta metodología, considerando para ello las 4 empresas cuyas zonas de concesión incluyen parte de la Región Amazónica: CNEL-Sucumbíos, EEAmbato, EECentro Sur y EESur.

³ LOSPEE. Art. 59.- Subsidios

Tabla 12. Tarifas Relevantes para la Evaluación: Sucumbíos, Ambato, Centro sur y Sur

Empresa	Categoría	Rango de Consumo kWh/Mes	Cargo Variable USD/kWh	Comercialización USD/Consumidor
CNEL- Sucumbíos, EEAmbato, EECentrosur y EESur	Residencial	1-50	0,091	1,414
		51-100	0,093	
		101-150	0,095	
		151-200	0,097	
		201-250	0,099	
	General			
	Comercial	1-300	0,092	
		Superior	0,103	
	E. Oficiales, E. Deportivos, Serv. Comunitario	1-300	0,082	
		Superior	0,093	
	Bombeo Agua	1-300	0,072	
		Superior	0,083	
	Bombeo Agua servicio público de agua potable	1-300	0,058	
		Superior	0,066	
	Industrial Artesanal	1-300	0,073	
		Superior	0,089	
	Asistencia Social, Beneficio Público y Culto Religioso	1-100	0,034	
		101-200	0,036	
		201-300	0,038	
		Superior	0,063	

Fuente: Rescatado de Metodología evaluación y selección sfv rural aislado

Evaluación económica (social)

La evaluación Económica, da cuenta de los beneficios para la sociedad en su conjunto, de materializar un proyecto en particular. Para ello se requiere comparar los Beneficios Económicos (o Beneficios Sociales) con los Costos Económicos (o Costos Sociales) logrando así estimar los indicadores de VAN y TIR económicos.

Por ende, para realizar la evaluación económica o social de un proyecto, se requiere conocer los beneficios sociales, los costos sociales, y la tasa de descuento social.

Tasa de descuento social

La tasa social de descuento refleja en qué medida, desde el punto de vista de una sociedad, un beneficio presente es más valioso que el mismo beneficio obtenido en el futuro. Esta definición ha dado lugar a dos interpretaciones, que conforman las dos principales teorías del descuento social, la de la tasa de preferencia temporal de la sociedad y la del costo de oportunidad social del capital. La teoría de la preferencia social temporal concibe la tasa social de descuento como aquella que resume las preferencias del conjunto de la sociedad por el consumo presente frente al futuro. Por su parte, el enfoque del costo de oportunidad del capital, considera que la tasa social de descuento debe reflejar la rentabilidad de los fondos necesarios para la financiación de un proyecto público en la mejor inversión alternativa.

La tasa de descuento social a utilizar en la evaluación de un proyecto o tipo de proyecto, se determina mediante estudios especializados, normalmente realizados por el Estado para este fin, o bien como condición de selección de proyectos financiables con un determinado fondo.

La tasa de descuento social, actualmente utilizada en el país para evaluar los proyectos FERUM es del 12 %.

Costos económicos o sociales

Los costos económicos o sociales corresponden a todos los recursos usados en el proyecto valorados a Precios Sociales o Precios de Frontera, los que se obtienen de aplicar a los precios de mercado, las razones de precios de cuenta (RPC), después de descontar impuestos y subsidios.

Los Precios Sociales corresponden a la valorización que tienen los distintos actores económicos de una sociedad en su conjunto, respecto a un bien o un servicio determinado. En caso de encontrarse en un mercado perfectamente competitivo y sin distorsiones para un determinado bien, los precios sociales convergerán a los precios de mercado del mismo.

Las RPC se obtienen de estudios especializados, normalmente realizados por el Estado. Para el caso de esta propuesta metodológica, se propone utilizar los mismos RPC que actualmente se utilizan para la evaluación económica de los proyectos FERUM con redes, factores que se presentan en la tabla a continuación, específicamente en lo que se refiere a la corrección de la mano de obra y a los costos de la divisa.

Tabla 13. Razones de Precio de Cuenta

Razones de Precios de Cuenta (RPC)	USD
PCD = Precio de Cuenta de la Divisa	1,000
FC para MOC = Mano de Obra Calificada	0,922
FC para MONC = Mano de Obra No Calificada	0,369
FC de la Energía Generada	1,839
FC del Consumo	0,922
FC de Impuestos y Transferencias	0,000
RPC para el Costo de Transmisión	0,803
RPC para el costo de la Media tensión	0,738
RPC para el costo de la Baja tensión	0,726
RPC para el costo de la Transformación	0,866
RPC para el costo del Alumbrado Público	0,751
RPC para el costo de las Acometidas	0,751
RPC para el costo de los Medidores	0,870
RPC para el Costo de O&M	0,849

Fuente: Rescatado de Metodología evaluación y selección sfv rural aislado

Costos sociales: $Cs = \sum Ci * RPCi$

Donde:

Cs: Costos Sociales

Ci: Costo Mercado

RPCi: Razón de Precio de Cuenta para el Costo i

Con el objeto de hacer las correcciones necesarias para obtener un costo social razonablemente detallado, es necesario que los presupuestos estén desagregados al menos en los siguientes ítems:

- Materiales importados
- Materiales nacionales
- Mano de Obra Calificada
- Mano de Obra No-Calificada

Esta misma desagregación de costos, se debe utilizar para corregir, a precios sociales, los costos de O&M.

Beneficios económicos o sociales

Los beneficios considerados en la evaluación económica son los beneficios económicos directos y los beneficios económicos exógenos.

Los beneficios económicos o sociales directos asociados a un proyecto de suministro de energía eléctrica, se refieren a los beneficios que obtiene la comunidad en su conjunto por el hecho de contar con un suministro eléctrico de mayor calidad y en mayor cantidad, a un precio menor, comparado con el equivalente de los energéticos sustituibles por electricidad utilizados en ausencia del proyecto, y a la liberación de recursos por el no uso de estos energéticos, recursos que se pueden destinar a satisfacer otras necesidades del beneficiario.

Los beneficios económicos exógenos, son aquellos que no están directamente relacionados con el consumo de electricidad propiamente como tal, pero que de igual forma representan mejoras o beneficios para la población atendida.

Beneficios económicos directos

Modelos ampliamente estudiados y utilizados, en evaluación económica de proyectos de electrificación rural, indican que estos beneficios son equivalentes a la disposición a pagar por electrificación y pueden ser cuantificados mediante el cálculo del área bajo la curva de demanda con elasticidad-precio constante ($A+B+C+D$), de acuerdo a lo que se detalla a continuación.

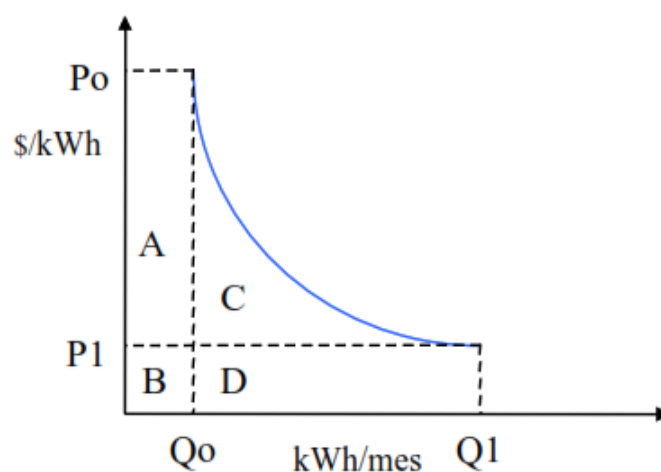


Figura 3. Curva de elasticidad-precio de la energía eléctrica. (Castillo, 2014)

Donde:

Po: Precio de la energía sustituible por electricidad, consumida en ausencia del proyecto. [USD/kWh]

Qo: Consumo de Energía equivalente de los energéticos sustituibles por electricidad, en ausencia del proyecto en [kWh/mes]

P1: Precio de la energía en presencia del proyecto (Tarifa con proyecto) [USD/kWh]

Q1: Consumo de Energía con proyecto en [kWh/mes]

Tarifa de Sostenibilidad

Se realiza el cálculo de 2 tipos de Tarifa de Sostenibilidad:

- Básica
- Completa

Tarifa de Sostenibilidad Básica: Corresponde a aquella tarifa que permitiría cubrir al menos los Costos de Operación y Mantenimiento correspondientes a Inspecciones y Mantenimientos de rutina, así como a la reparación de componentes que presenten fallas.

$$Tarifa\ Sostenibilidad\ Básica = \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{CB_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

CBt: COyM Básico. Esto es, Costos de Inspección, Mantenimiento de Rutina y Reparaciones, del año t, considerando costo de materiales, mano de obra y transporte (de personas y materiales). En USD/Año

Et: Energía Servida durante el año t. En kWh/Año.

r: Tasa de descuento financiera.

Tarifa de Sostenibilidad Completa: Corresponde a aquella tarifa que permitiría cubrir todos los Costos de Operación y Mantenimiento correspondientes a Reposición Preventiva de Componentes, Inspecciones y Mantenimientos de rutina, así como a la reparación de componentes fallados.

$$Tarifa\ Sostenibilidad\ Completa = \frac{\sum_{t=1}^{25} \frac{CC_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

CCt: COyM Completo. Esto es, Costos de Reposición Preventiva, Inspección, Mantenimiento de Rutina y Reparaciones, del año t , considerando costo de materiales, mano de obra y transporte (de personas y materiales). En USD/Año

Et: Energía Servida durante el año t . En kWh/Año.

r : Tasa de descuento financiera.

3.4. Metodología propuesta

En lo referente a la Evaluación Económica-Financiera de los proyectos sin extensión de red con energías renovables en zonas aisladas, se analizaron 54 proyectos presentados por las empresas distribuidoras, cuya área de servicio corresponde a la región amazónica, con un presupuesto de USD 3,00 millones, en el marco de financiamiento del BID.

Durante la evaluación económica – financiera, se identificó que dentro de la propuesta metodológica utilizada se penalizaba el consumo eficiente, implementado en las viviendas electrificadas debido a que los equipos utilizados para la iluminación son de bajo consumo energético, lo que se refleja en un menor consumo a pagar, e impactando negativamente en los ingresos financieros de la evaluación.

La metodología corregida utiliza criterios relacionados con los beneficios económicos de la iluminación, de pasar de una condición sin proyecto en la que se tiene un consumo bajo de lúmenes por hora Q_0L (klmh) a un precio P_0L (USD/ klmh); a una condición con proyecto de mayor consumo de lúmenes por hora Q_1L (klmh) a un menor precio P_1L (USD/ klmh). Ver la gráfica a continuación:

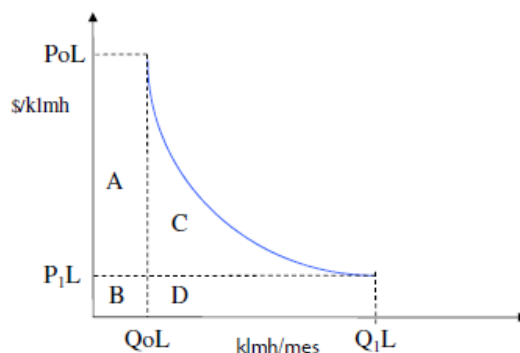


Figura 4. Curva de elasticidad-precio de la energía eléctrica

Los parámetros asociados a la Vida Útil, Tasas y Costo de Operación y Mantenimiento que se utilizaron se muestran a continuación:

Tabla 14. Parámetros asociados a la metodología

Detalle	Unidad	Valor
Tasa de descuento económica	%	12%
Tasa de descuento privada	%	8%
Período de evaluación	Años	20
Vida útil de instalaciones generales	Años	20
Período depreciación activos	Años	20
Tasa de crecimiento anual de la población	%	1,69%

Fuente: Informe de Sostenibilidad de Ferum - BID

Recursos energéticos liberados

La evaluación económica-financiera, se realizó utilizando la Tabla 15 de factores de conversión, a la cual se le incluyó el energético del diésel, que es consumido en zonas aisladas para motores de generación.

Tabla 15. Factores de Conversión de Recursos Liberados

RECURSOS LIBERADOS	FACTOR	USD
Factor conversión velas	kWh/vela	0,045
Factor conversión pilas	kWh/batería	0,056
Factor conversión kerosene	kWh/litro	0,800
Factor conversión recarga batería	kWh/recarga	0,192
Factor conversión diésel	kWh/litro	1,195

Fuente: Metodología de priorización de proyectos

En base a la conversión de los recursos energéticos liberados a kWh, con los nuevos criterios implementados, fue necesario determinar factores que permitan identificar la cantidad de iluminación que representa cada uno de éstos energéticos, lo cual se indica en la siguiente tabla.

Tabla 16. Factores de Conversión de Recursos Liberados a klmh

Factores de conversión para fuentes de iluminación desde unidad energética a klmh	FACTOR	Unidad Energética
Velas de 50 gr	0,10	Cada Vela
Lámpara de mecha de keroseno	1,14	Litro
Lámpara de huracán de keroseno	1,30	Litro
Lámpara de presión de queroseno (Petromax)	20,40	Litro
Lámpara de gas	20,60	Kg

Fuente: Metodología de Priorización de proyectos

Tabla 17. Factores de Conversión de Recursos Liberados a klmh

Factores de conversión para unidades de energía a energía eléctrica a kWh	FACTOR	Unidad
Pilas	0,056	Cada Pila
Recarga baterías automóviles, motos u otras	0,192	Recarga
Diesel (lt)	1,995	litro
Gas (kg)	1,333	kg

Fuente: Metodología de Priorización de proyectos

En las tablas 18 y 19 se procede a cargar información de energéticos que utiliza la comunidad

Tabla 18. Matriz de levantamiento de información para iluminación

DEMANDA RESIDENCIAL ILUMINACIÓN						
CUADRO 1: CONDICIÓN SIN PROYECTO Iluminación						
			Consumo Promedio Mensual de cada ue [Cantidad/Mes/Familia]			Costo Unitario
Fuente de Iluminación	Unidad Energética (ue)	Factores de conversión klmh/ue	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	[US\$/fuente]
Velas de 50 g	Cada vela	0,10				
Kerosene wick lamp	litro	1,14				
Kerosene Hurricane lamp	litro	1,30				
Kerosene pressure lamp (Petromax)	litro	20,4				
Gas lamp	kg	26,4				
Otra fuente 1	0,00	0,00				
Otra fuente 2	0,00	0,00				
Gasto (\$)			0,0	0,0	0,0	
Qo (klmh/mes)			0,0	0,0	0,0	
Po (US\$/klmh)			0,0	0,0	0,0	
Qo Ingreso manual (klmh/mes)						
Go Ingreso manual (US\$/kWh)						
Po Calculado Ingreso manual (US\$/klmh)			0,0	0,0	0,0	
	Qo evaluación	klmh/mes	0,00	0,00	0,00	
	Po evaluación	\$/klmh	0,0	0,00	0,00	

Fuente: Metodología de Priorización de proyectos

Tabla 19. Matriz de levantamiento de información para otros usos eléctricos

DEMANDA RESIDENCIAL OTROS USOS						
CUADRO 2: CONDICIÓN SIN PROYECTO Otros usos eléctricos						
			Consumo Promedio Mensual de cada Fuente [Cantidad/Mes/Familia]			Costo Unitario
Fuente de Energía	Unidad Energética (ue)	Factores de conversión kWh/ue	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	[US\$/fuente]
Pilas	Cada Pila	0,06				
Recarga baterías automóviles, motos u otras	Recarga	0,19				
Diesel (lt)	litro	2,00				
Gas (kg)	kg	1,33				
Otra fuente 1	0,00	0,00				
Otra fuente 2	0,00	0,00				
Gasto (\$)			0,0	0,0	0,0	
Qo (kWh/mes)			0,0	0,0	0,0	
Po (US\$/kWh)			0,0	0,0	0,0	
Qo Ingreso manual (kWh/mes)						
Go Ingreso manual (US\$/kWh)						
Po Calculado Ingreso manual (US\$/kWh)			0,0	0,0	0,0	
		Qo evaluación	0,00	0,00	0,00	
		Po evaluación	0,00	0,00	0,00	

Fuente: Metodología de Priorización de proyectos

A continuación, la metodología solicita se cargue la información de la condición con proyecto, esto es, el consumo que tendría el planteamiento del nuevo sistema fotovoltaico o microred.

Tabla 20. Matriz de levantamiento de información condición con proyecto

Demanda por ILUMINACIÓN de CLIENTES DEL SISTEMA INDIVIDUAL												
Tipo de Beneficiario	Cantidad Familias	Puntos de Luz c/vivienda	Potencia bulbo W	Lúmenes Bulbo	kWh/klmh	Horas de uso promedio de cada bulbo h/día	Horas de uso totales h/mes	Q _{1L} klmh/mes	Tarifa eléctrica \$/kWh	Consumo Eléctrico kWh/mes	G1ilum \$/mes	P _{1L} \$/klmh
Familia Estrato 1					0,00		0	0		0	0,000	0
Familia Estrato 2					0,00		0	0		0	0,000	0
Familia Estrato 3					0,00		0	0		0	0,000	0
	Total clientes									Q1 Total		
	0									0	[kWh/mes]	
	----									0	[kWh/año]	
DEMANDA OTROS USOS ELÉCTRICOS CLIENTES DEL SISTEMA INDIVIDUAL												
Escuela	Cantidad	Q1[kWh/mes]	C fijo US\$/mes	C Variable US\$/kWh	G1 [US\$/mes]							
Familia Estrato 1	0				0,00							
Familia Estrato 2	0				0,00							
Familia Estrato 3	0				0,00	Total Facturación residencial	-	US\$/año				
Escuela					0,00							
Centro de Salud					0,00							
Retén Policial					0,00							
Iglesia					0							
Centro Comunitario					0	Total facturación servicios públicos	-	US\$/año				
	Total clientes	Q1 Total										
	0	0	[kWh/mes]			Total venta por iluminación Sistemas Individuales	-	US\$/año				
	----	0	[kWh/año]									
Consumo eléctrico Sistemas Individuales total		0	[kWh/año]									

Fuente: Metodología de Priorización de proyectos

En las tablas 21 y 22 se deben ingresar el detalle de costos de equipos y de instalación de los sistemas fotovoltaicos, ya sea para sistemas individuales o microrred

Tabla 21. Matriz de levantamiento de información para equipamiento

T2-2: DATOS DE INVERSIÓN DE CADA SISTEMA EN MATERIALES, EQUIPOS Y OBRAS CIVILES (US\$ s/IVA) SISTEMA ESTRATO 2								
Potencia Instalada del sistema kW		Unidad	Cantidad	Valor U.	T O T A L	% C. Import.	% C. Nac.	T O T A L
Descripción	Detalle			USD	Financiero	1,00	1,00	Económico
Paneles Fotovoltaicos					0		0%	0
Regulador					0		0%	0
Baterías					0		0%	0
Inversor					0		0%	0
Estructura soporte paneles					0		0%	0
Caja porta baterías					0		0%	0
Medidor Dispensador de Energía					0		0%	0
Tablero de Alumbrado y fuerza					0		0%	0
Instalación eléctrica exterior					0		0%	0
Instalación eléctrica interior					0		0%	0
Bombillas					0		0%	0
Pararrayos					0		0%	0
Puesta a Tierra					0		0%	0
Set de repuestos					0		0%	0
Otros					0		0%	0
Totales					0	0	0	0
			Total Inversiones Materiales c/u		0			0

Fuente: Metodología de Priorización de proyectos

Tabla 22. Matriz de levantamiento de información mano de obra

T3-2: DATOS DE INVERSIÓN EN MANO DE OBRA (US\$ s/IVA) CADA SISTEMA ESTRATO 2								
ÍTEM	Costos de Mano de Obra			Total (Financiero) US\$	Factores de Corrección de M. O.			Total (Económico) US\$
	Calific.	Semi-cal.	No-cal.		Calific.	Semi-cal.	No-cal.	
					0,920	0,760	0,370	
Montaje paneles Fotovoltaicos				0	0	0	0	0
Montaje y configuración Regulador y Baterías				0	0	0	0	0
Instalación eléctrica exterior				0	0	0	0	0
Instalación eléctrica interior				0	0	0	0	0
Instalación medidor				0	0	0	0	0
Capacitación y puesta en marcha				0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0
					Financiera		Económica	
Total Inversión					SISTEMA ESTRATO 2	0	0	US\$
Reinversiones Año 5					SISTEMA ESTRATO 2	0	0	US\$
Reinversiones Año 10					SISTEMA ESTRATO 2	0	0	US\$
Reinversiones Año 15					SISTEMA ESTRATO 2	0	0	US\$

Fuente: Metodología de Priorización de proyectos

Tabla 23. Matriz de levantamiento de información condición con proyecto

	US\$/año	
	Precio Mercado	Precio Social
Costo total anual en:		
Traslados Alojamiento y viáticos	0	0
MO Calificada	0	0
MO Semi-calificada	0	0
MO No-calificada	0	0
Repuestos Nacionales	0	0
Repuestos Importados	0	0
Herramientas y accesorios	0	0
Combustible y otros gastos generación	0	0
Total Costos O&M	0	0
Total clientes conectados	0	
Tarifa Sostenibilidad mínima calculada	NA	US\$/mes-cliente
Total Energía a Vender	0	kWh/año
Tarifa Sostenibilidad mínima calculada	NA	US\$/kWh

Con el objetivo de trasladar a números lo expuesto por la Metodología vigente, y que se encuentra desarrollada en los apartados anteriores, se ha tomado una muestra de 9 proyectos, que representen a las 4 empresas de distribución presentes en la región Amazónica y los resultados de su aplicación (elaborados por las propias EED's) se resumen en la tabla y gráfico siguiente.

Tabla 24. Resultados Financieros de la Metodología Actualizada aplicados a la misma muestra de proyectos

Empresa	Proyecto	VAN Inversión (USD)			COyM	Facturación
		Inicial	Nvas. Viviendas	Reposición		
Ambato	Charapacocha	190.309	28.458	59.117,63	51.265,84	15.347,94
Ambato	Makusar	80.100,00	8.736,55	30.773,65	52.843,25	6.947,97
Centrosur	Napurak	24.700,50	2.509,82	8.991,73	31.260,69	3.503,04
Centrosur	Pakintsa	56.811,15	7.482,69	21.299,26	39.620,16	3.799,08
Centrosur	Suritiak	24.700,50	2.509,82	8.991,73	31.260,69	3.503,04
Sucumbíos	Lumucha	116.400,01	21.419,83	49.283,39	87.655,19	10.778,55
Sucumbíos	Victoriano	117.853,06	8.459,48	51.463,66	74.277,91	14.167,17
Sur	Canela-el plateado	200.573,79	27.458,24	136.154,31	214.764,21	19.153,48
Sur	El rosario	53.181,60	6.079,33	37.097,95	88.726,93	5.165,37
Totales		864.630	113.114	403.173	671.675	82.366

Fuente: Rescatado de Metodología Evaluación y Selección SFV Rural Aislado

Los 2 gráficos siguientes, presentan 2 escenarios para el cálculo de Déficit Operacional, dependiendo si la reposición de componentes se considera parte de la Inversión o del Costo Operacional (bajo el ítem de Mantenimiento Preventivo), asumiendo que una eventual falta de soporte financiero futuro para esta actividad, también pone en riesgo la sostenibilidad de estos proyectos.

También son calculadas las tarifas de sostenibilidad resultantes en ambos escenarios.

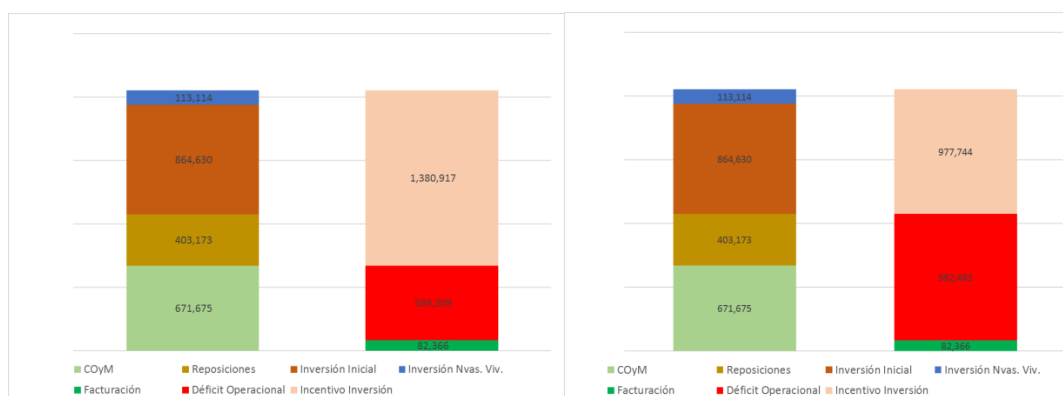


Figura 5. Representación de Inversión, Costos y Facturación. Con énfasis en el cálculo del Déficit Operacional Neto y en Incentivo a la Inversión aportada por el Estado (Izquierda: Reposición de Componentes como Reinversión. Derecha: Reposición de Componentes como parte de los Costos de Operación y Mantenimiento). Fuente: Rescatado de Metodología Evaluación y Selección SFV Rural Aislado

Habiendo profundizado y mejorado los cálculos de Inversión, Costos y Facturación, los resultados de la metodología aplicada a la muestra de 9 proyectos, deja en claro grandes cambios en los órdenes de magnitud de costos respecto de los ingresos financieros por facturación y permiten

afinar la estimación de una Tarifa de Sostenibilidad u otros mecanismos alternativos que permitan garantizar la subsistencia de estos proyectos sin asfixiar financieramente a las empresas encargadas de su gestión.

Tarifa de Sostenibilidad en cada Escenario del concepto de Reposición

Reposición como Inversión:

Tarifa de Sostenibilidad = 0,723 USD/kWh

Esta tarifa supera en un 715% la tarifa promedio vigente en estos proyectos y para una familia promedio que consuma 20 kWh/mes, implicaría un pago mensual de 14,46 USD.

Reposición como Gasto de Mantenimiento

Tarifa de Sostenibilidad = 1,16 USD/kWh

Esta tarifa supera en un 1.205,0% la tarifa residencial vigente y para una familia promedio que consuma 20 kWh/mes, implicaría un pago mensual de 23,1 USD.

Tal como se ha mencionado en el apartado anterior, las familias de la región Amazónica entrevistadas, manifestaron una disponibilidad de pago promedio que no supera los 4,4 USD/Mes lo que pone la Tarifa de Sostenibilidad calculada en ambos escenarios de inversión, muy por encima de lo práctico a la hora de buscar una recaudación sostenible.

Por otra parte, no parece factible proponer a la autoridad tarifas especiales diferenciadas que incrementen la tarifa vigente en un 700%-1200%, especialmente si nos referimos a zonas con familias de bajo consumo, que a la luz del devenir histórico del mercado eléctrico ecuatoriano han sido más bien beneficiarias de importantes rebajas y subsidios tarifarios, cubiertos desde el mercado y/o compensados por el Gobierno de Ecuador a las EED's.

Esta última reflexión invita a revisar otras opciones financieras en la búsqueda de sostenibilidad para estos proyectos, mismas que serán abordadas en los siguientes apartados de este estudio.

Sólo como principio general en esta etapa del análisis y entendiendo que son múltiples los proyectos que vendrán y se superpondrán cada vez más en los años siguientes, se propone considerar la reposición de componentes como parte del Costo Operacional, en lugar de esperar que cada año el Estado destine un aporte cada vez mayor e incierto a la llamada "re inversión".

3.5. Modelo de gestión de proyectos energéticos renovables a implementar por las empresas eléctricas de las zonas de concesión de las provincias amazónicas.

En Ecuador, el ente rector de las políticas energéticas es el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables quien a través de las subsecretarías de Distribución y Generación de Energía, bajo la coordinación de la Dirección de Expansión; se encarga de la implementación del principal proyecto que pretende proporcionar energía eléctrica a zonas rurales y amazónicas a través del programa "Electrificación Rural con Energías Renovables en zonas aisladas del

Ecuador” con cooperación Técnica del Fondo para el Medio Ambiente Mundial a través del Banco Interamericano de Desarrollo.

En el marco del proyecto “Soluciones sostenibles de energías renovables fuera de red para comunidades aisladas de Ecuador” que fuera desarrollado por la Fundación de Tecnología Apropiada (FEDETA), a través de la Cooperación Técnica ATN/ME-13933 administrada a través del Fondo Multilateral de Inversiones del BID (FOMIN/BID) se ha realizado una revisión de experiencias, tanto nacionales como internacionales, de modelos de gestión para sistemas energéticos fuera de la red eléctrica con el fin de obtener aportes y aprendizajes de los proyectos ejecutados, y así realizar propuestas que integren todos los aspectos relevantes posibles.

Para la implementación de este tipo de proyectos de gran magnitud se plantean dentro de sus objetivos, involucrar un modelo de gestión como principal herramienta para una óptima implementación de proyectos de electrificación basados en la energía solar, de tal forma que: en base al monitoreo y seguimiento continuo de los resultados que se obtengan en la implementación del proyecto ejecutado, permitan reajustar parámetros arbitrarios que influyan directamente en la mejora del servicio a proporcionar en la comunidad de estudio y permiten su replicación en entornos de similares características.

Los principales involucrados en la implementación del Modelo de Gestión estarán en la capacidad de acceder a herramientas operativas y técnicas que permitan conocer los procesos o métodos de administración idóneos para la gestión de la inversión, durante la ejecución del proyecto adaptado a las características económicas, sociales y geográficas del entorno en el que se implemente.

Aspectos importantes a considerarse

La revisión de experiencias de los Modelos de Gestión aplicados a nivel internacional, regional o nacional, permiten analizar las variables a tomar en cuenta para futuros proyectos energéticos, siendo indispensable conocer el contexto socioeconómico de la población a ser beneficiada de estos proyectos, a partir de este conocimiento se puede plantear un modelo de gestión que, además, sea construido en conjunto con sus pobladores, favoreciendo la participación de todos los colectivos, y en especial de aquellos tradicionalmente excluidos, por lo cual se consideren sus imaginarios colectivos.

La planificación de los proyectos generalmente se la hace desde el entorno urbano, acompañado de ayudas técnicas y tecnológicas innovadoras, que en muchos casos difieren de las realidades del área rural, es por ello que resulta necesario considerar las distintas visiones sociales de las poblaciones, a partir de lo cual se puede construir un modelo alineado con las necesidades y potencialidades de la población.

En la Amazonía ecuatoriana habitan varios grupos étnicos con distintas formas culturales y costumbres, por ende, no será lo mismo realizar un Modelo de Gestión para las comunidades Waoranis que para las Shuar, sus cotidianidades difieren. Por este motivo se requiere que previo a la elaboración de los Modelos de Gestión es necesario haber realizado un proceso de identificación que contemple un análisis social con variables propias, que permitan tener una perspectiva del funcionamiento, organización y trabajo de las comunidades.

3.5.1. El desarrollo del Modelo de Gestión

El modelo de gestión ha de estar orientado a garantizar la sostenibilidad tanto técnica como operativa de los Sistemas Fotovoltaicos instalados en función del tiempo, buscando la estabilidad en el retorno económico o la cobertura parcial o total de los gastos de implementación del sistema; además, en forma paralela se busca garantizar la sostenibilidad y calidad de la energía abastecida a la población beneficiaria. Los componentes principales del modelo son:

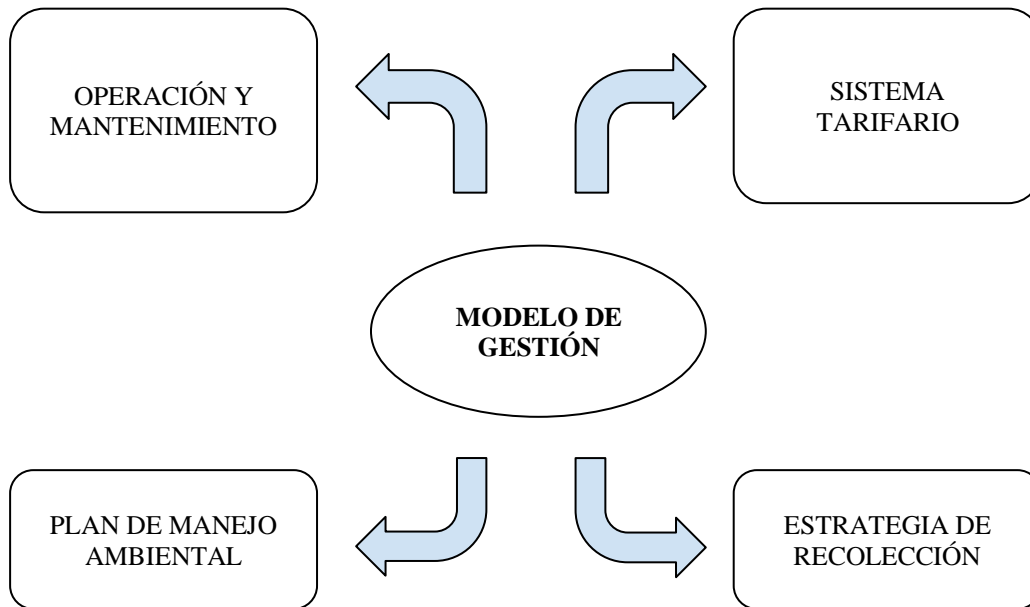


Figura 6. Componentes del modelo de gestión. (FEDETA, 2016)

En varias de las localidades ecuatorianas para la implementación de sistemas de electrificación, los equipos utilizados han de ser de propiedad y responsabilidad de la empresa pública estatal, quien es la encargada de su gestión a través de su sucursal más cercana. Para el desarrollo de cada uno de los componentes del modelo se han desarrollado una serie de responsabilidades basadas en las bondades del uso del sistema fotovoltaico en microrredes. A priori, se promueve la implementación de sistemas de distribución prepagada, el mismo que será administrado en función de la cantidad de electricidad contratada para cada mes en base a tarifas aprobadas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL, permitiendo reducir los rubros generados por la movilización de técnicos en tareas de cobranza; siendo el beneficiario el encargado de adquirir el servicio cuando crea oportuno y afrontar el rubro económico de acuerdo a sus capacidades.

3.5.1.1. Operación y Mantenimiento

Tanto para operación como para mantenimiento de los sistemas que forman parte del sistema de electrificación con tecnología fotovoltaica, se ha considerado involucrar dentro del modelo de gestión, varios actores pertenecientes a diferentes entidades gubernamentales con campos de acción muy bien definidos de acuerdo al área específica a cubrir.

Por una parte, se tendrá a las instituciones interesadas en la operación de los sistemas, que para Ecuador son:

Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC): Entidad encargada desde el sistema de generación como puede ser fotovoltaico o térmico hasta la línea de baja tensión del transformador elevador.

Empresas eléctricas, responsables del sistema distribución, que va desde el lado de baja tensión del transformador, la red de distribución compuesta de los transformadores de media y baja tensión y transformadores reductores, la iluminación pública y deportiva, finalizando en los sistemas de medición.

Gestor Comunitario: Encargado desde la salida de los sistemas de medición hasta las cargas en las viviendas, unidades educativas y estaciones de gobierno de la localidad. A su vez, colaborará en varias tareas de operación y mantenimiento del generador y de la red de distribución.

En cuanto al mantenimiento como tal, desde un principio deberá establecerse el alcance y frecuencia del mantenimiento del servicio, de tal manera que se garantice un óptimo funcionamiento del sistema y en tal virtud se consoliden aspectos técnicos y administrativos en términos de sostenibilidad.

Al tratarse de mantenimiento, es imprescindible discriminar el nivel de complejidad que se requiere y la concurrencia con el que se desarrollará el mismo, para lo cual se han considerado tres posibilidades:

En un mantenimiento predictivo se prevé únicamente ejecutar termografías a los contactos de los: inversores, transformadores, reguladores, baterías, derivaciones y empalmes con una frecuencia trimestral para el caso de la generación (CELEC) y semestral para el caso de la distribución (CNEL).

En el mantenimiento preventivo está previsto ejecutarse las tareas descritas en Anexo No. 1.A, Anexo No.1.B y Anexo No.1. C. La frecuencia de este tipo de mantenimiento será trimestral para el caso del encargado del generador eléctrico (CELEC); mientras que para la red de distribución eléctrica (CNEL) será semestral.

El mantenimiento correctivo se ejecutará cada vez que sea necesario, en el Anexo No. 2.A, Anexo No.2.B, donde se listan algunas de las tareas de este tipo de mantenimiento y el procedimiento para llevarlo a cabo.

3.5.1.2. Sistema Tarifario

En su totalidad, los sistemas de generación tanto para localidades urbanas, como rurales, descentralizadas están regidos por lo establecido en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica del país. En artículo 53 de la mencionada ley ecuatoriana describe que la planificación de la inversión de proyectos de esta naturaleza se encuentra a cargo del Ministerio rector del sector eléctrico que además resguardará la incorporación de las zonas rurales a los programas de electrificación sugiriendo que el financiamiento esté a cargo de la Entidad Nacional de suministro eléctrico a través de la sucursal más próxima al proyecto, quien a su vez velará por la instalación y reposición de equipos para la generación y distribución.

En la etapa de generación del sistema, la entidad encargada (CELEC) financiará la operación y mantenimiento del sistema de generación a través de la liquidación de costos en el mercado

eléctrico y facturados por todas las distribuidoras; por otra parte, los costos de distribución han de ser solventados por la recaudación de rubros correspondientes a la tarifa de abonados generados por la institución responsable de la distribución (CNEL y otras Empresas Eléctricas).

En cuanto a la tarifa de abonados, se ha propuesto un sistema de medición prepago, avalado por el pliego tarifario en vigencia donde además se acentúa que los sistemas de generación aislados, categorizados como sistemas no conectados tendrán tarifas diferentes a la tarifa definida. Sin embargo, la Agencia de Regulación y Control de Electricidad especifica que deberán remitirse para el desarrollo del cálculo del consumo por hogar y las tarifas apropiadas y vigentes en el Pliego tarifario.

En el pliego se define que la tarifa residencial de los hogares en localidades rurales, que se encuentre dentro del rango de consumo de entre 0 - 50 kWh tendrá un cargo tarifario de 0,091. El procedimiento a seguir como prueba piloto, será monitoreado utilizando los medidores prepago y en base a cálculos referenciales, cada abonado aportará un valor de 1,414 Dólares Americanos mensuales en base al rango de consumo promedio instalado por concepto de servicio eléctrico.

Facturación

En cuanto a la facturación prepago recomendada con anterioridad, por concepto de prestación de servicios eléctricos; proporciona ciertas ventajas tales como:

- El cliente solo paga la electricidad que consume, suprimiendo los riesgos de endeudamiento por morosidad.
- El cliente puede seguir en cada momento su consumo eléctrico y por tanto regular su presupuesto, en forma similar a la que se realiza con los gastos del hogar.
- El usuario paga solo lo que corresponde y permite a la distribuidora recuperar un porcentaje de los recursos que se generan en el déficit operacional.

En tal virtud, la entidad de gestión del sistema eléctrico ha propuesto el uso de un medidor general que tome en cuenta las consideraciones descritas, totalizando el consumo eléctrico pagado con anterioridad por la comunidad beneficiada y esté en la capacidad de distribuirlo entre los medidores de cada uno de los abonados que se benefician del sistema de electrificación.

La interconexión entre medidores requiere que el medidor general y el de los abonados sea controlado por un delegado de la comunidad “Gestor Comunitario”, quien deberá ser capacitado previamente y de ser necesario contratado por la entidad gubernamental regente para que sea el encargado de las lecturas de los medidores, el cobro directo hacia los abonados y reportar el consumo a los técnicos de la sucursal de monitoreo eléctrico más cercana que remitirá la información a la entidad competente para la respectiva facturación.

En base a estas propuestas brindadas por las empresas gubernamentales competentes, la solución sobre el Gestor Comunitario estará respaldada por dos suplentes del cargo dentro de la directiva de la comunidad quienes se encargarán de:

El cobro del servicio prepago

Tomar las lecturas del medidor general que lleva el registro del consumo total de la red.

Gestionar las lecturas del sistema y el funcionamiento del generador del sistema.

Por tanto, las dos principales responsabilidades o tareas asignadas serán:

La recaudación de los rubros por concepto de recargas del sistema con una continuidad mensual como mínimo.

Encargarse de contratar las recargas de suministro eléctrico en el Centro Autorizado de Recaudación próximo a la comunidad.

La facturación como tal y la gestión económica se la realizará en la agencia más cercana de la Empresa Eléctrica Distribuidora con el apoyo de la agencia nacional de electrificación cubriendo las tareas de venta de energía a abonados y la notificación a los encargados del mantenimiento de la red donde además se gestione la facturación de los trabajos realizados.

Como valor agregado, el Gestor comunitario satisface las necesidades de gestión económica y resuelve las limitaciones legales generadas por el sistema de electrificación, debido a que bajo la regulación ecuatoriana no existe un justificante legal que acredite la creación de comités de electrificación o de usuarios dentro de una personería jurídica existente, quienes han sido creadas en varias de las localidades rurales.

3.5.1.3. Estrategia de Recolección y Plan de Manejo Ambiental

En un componente del modelo de gestión, la estrategia de recolección y el plan de manejo ambiental están correlacionados directamente, por tanto, para el diseño se debe considerar la metodología en la que se gestionan los desechos producidos por los Sistemas Fotovoltaicos tales como: baterías, inversores, paneles, entre otros, que no pueden ser liberados al medio ambiente en forma directa debido a que están compuestos de materiales carcinógenos y genotóxicos.

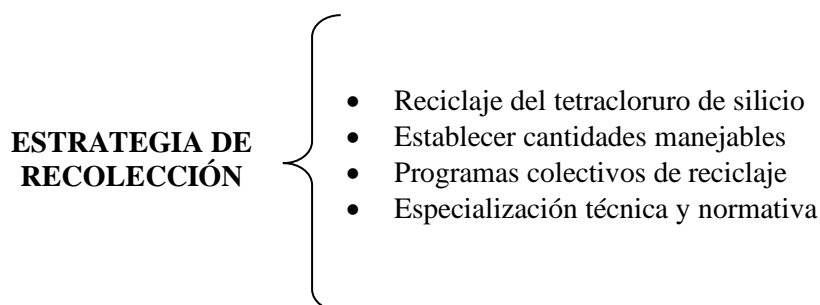


Figura 7. Sub-componente de la Estrategia de recolección. (FEDETA, 2016)

Las entidades reguladoras están en la responsabilidad de plantear metodologías para el manejo ambiental basándose en las leyes o acuerdos en vigencia, para que en caso de no existir la regulación apropiada para desechos de tal magnitud; se pueda basar en leyes o marcos regulatorios proporcionados por el ministerio de protección del ambiente que describen los procedimientos a seguir en las zonas de generación eléctrica y coordinados por las Empresas de electrificación y distribución.

Una estrategia de recolección de esta magnitud, busca garantizar el correcto manejo de desechos producidos; de forma similar se deberá proceder en la etapa de distribución del desecho. A su vez, se recomienda que la estrategia esté orientada al tratamiento de los paneles fotovoltaicos bajo la Responsabilidad Ampliada del Productor cuando cumplan con su vida útil, que como cualquier otro desecho, su disposición final deba realizarse de conformidad con la legislación ambiental vigente en el país, que pretende satisfacer el objetivo principal que busca garantizar un tratamiento adecuado de los residuos procedentes de los equipos eléctricos y electrónicos, incluidos los paneles, por medio de su recogida, reutilización, reciclaje y recuperación.

Para tal fin es necesario:

- Establecer un mecanismo para el acopio de paneles dentro de la zona de electrificación y dentro del punto de recogida.
- Transportar los paneles y demás componentes al punto de recogida más cercano.
- Depositar los paneles y otros componentes dentro de los contenedores destinados.
- Transportar los contenedores hasta el punto de recogida y posterior movilización a centro de acopio.

Este componente del Modelo de Gestión se propone sea diseñado por la EED e implementando por las Unidades de Energía Renovables dentro de la EED, para lo cual se han estipulado procedimientos previos sugeridos para la gestión de los desechos:

- Inscribir su comunidad en el registro comunidades beneficiarias.
- Notificar de los paneles adquiridos, instalados, desechados y en mantenimiento durante el año a la Unidad Responsable del mantenimiento de los equipos.
- Organizar y negociar los financiamientos de la recogida y la gestión de residuos de sus paneles.
- Cumplir los objetivos obligatorios de recogida y reciclaje según la normativa internacional y local.
- Mostrar en los componentes del sistema la marca de un cubo de basura tachado.
- Notificar a las instalaciones de tratamiento y deposición de estos desechos, la composición de sus productos y el uso potencial de materiales peligrosos
- Especificar a los usuarios finales el proceso para desechar sus módulos fotovoltaicos.

En este mismo orden de ideas, se propone que estas Unidades de Energías Renovables o en su defecto las Unidades Responsables de los sistemas, contemplen un Plan de Manejo Ambiental estipulado por la Entidad Responsable Ambiental en coordinación con la Unidad de Gestión Ambiental.

PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

- Requisitos legales de la Política Ambiental.
- Aspectos ambientales de la política nacional.
- Objetivos, metas, indicadores.
- Situación, Evaluación, Problemas y Acción.

Figura 8. Sub-componente del Plan de Manejo Ambiental. (FEDETA, 2016)

Actores y Responsabilidades

Dentro de la gestión de los sistemas fotovoltaicos diferenciaremos tres niveles. La gestión de la operación de los sistemas, el mantenimiento tanto preventivo como correctivo de los sistemas, y la gestión administrativa de los SFV, así como los actores que participan de cada una de ellas y sus responsabilidades.

Actores y Responsables en la Gestión de la Operación

Gestor Comunitario

Los Gestores Comunitarios y sus suplentes, están encargados de velar por la O&M preventivo de los equipos, recolecta de pagos de los usuarios bajo la delegación de la Empresa Eléctrica y la capacitación sobre la señalización de los equipos a los usuarios.

A tal fin, se sugiere que, en la comunidad tras la instalación de los equipos, se seleccione un miembro de la comunidad y dos suplentes que sean capacitados bajo la figura de Gestores Comunitarios con responsabilidades y funciones definidas.

Considerando que los funcionarios tanto de las Distribuidoras como de CELEC no permanecerán continuamente en la comunidad y, por lo tanto, no podrán detectar fallos y/o alarmas que se generen en el sistema eléctrico (incluye el reporte a los encargados de la generación y distribución), es necesario solicitar al Gestor Comunitario su participación en ciertas tareas tanto de operación como de mantenimiento.

Dentro de las tareas a ser delegadas al Gestor Comunitario, entre otras se pueden mencionar los siguientes:

- Reporte del Estado y parámetros de los sistemas de generación y distribución (frecuencia: semanal).
- Reporte de alarmas, fallas y averías de los componentes del sistema eléctrico (frecuencia: cada vez que sea necesario).
- Revisión del Estado de carga de las baterías (frecuencia: semanal).
- Reporte de energía semanal generada (frecuencia: semanal).

- Asesoría a los miembros de la comunidad entre otros temas en: uso eficiente de la energía, recargas y precauciones en el uso de la electricidad.

En el caso de que la comunidad cuente con un generador térmico, se añadirán las siguientes actividades:

- Restablecer alarmas (en caso de ser necesario) bajo las instrucciones de los encargados de CELEC en el generador eléctrico.
- Revisión y reposición de niveles de agua y aceite en el generador de combustión interna (frecuencia: semanal)
- Revisión de niveles y reposición de combustible en el generador de combustión interna (frecuencia: cada vez que sea necesario)

CELEC EP Unidad de Negocio Termopichincha

Será el responsable del adecuado funcionamiento del sistema de generación, debido a que no permanecerá continuamente en la comunidad, se apoyará para la ejecución de su trabajo en las tareas delegadas al Gestor Comunitario, el cual alimentará de la información necesaria para la generación de los Informes mensuales de operación de generación, entre otros de: la energía generada, frecuencia y duración de interrupciones, Estado de las instalaciones, etc.

Empresa Eléctrica de Distribución

Será el responsable del adecuado funcionamiento del sistema de distribución, debido a que este funcionario no permanecerá continuamente en el sitio, se apoyará en el Gestor Comunitario para que brinde la información necesaria para generación de los Informes mensuales de operación de la distribución.

Actores y Responsables en la Gestión del Mantenimiento

Gestor Comunitario

Considerando que los funcionarios tanto de las Empresas Eléctricas como de CELEC EP Termopichincha no permanecerán continuamente en la comunidad, y para garantizar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, es necesario que el Gestor Comunitario ayude con parte de las tareas de mantenimiento. Adicionalmente, existen tareas que no son de responsabilidad ni del personal de la Distribuidora ni de CELEC EP Termopichincha.

Dentro de las tareas a ser delegadas al Gestor Comunitario, entre otras se pueden mencionar las siguientes:

- Limpieza de paneles fotovoltaicos (frecuencia: semanal).
- Limpieza interior (barrido) del cuarto eléctrico (frecuencia: semanal).
- Reemplazo de luminarias, boquillas, interruptores termomagnéticos, etc. En las viviendas, escuela y GAD (frecuencia: cada vez que sea necesario)

- Coordinación de mingas comunitarias para la limpieza de la franja de servidumbre (este trabajo lo dirigirá la Empresa Eléctrica).
- Almacenamiento de residuos (frecuencia: semanal)

Cuando la comunidad cuente con grupo electrógeno se tienen las siguientes actividades:

- Encendido del generador de combustión interna (frecuencia: semanal). Esta tarea es importante para asegurar disponibilidad del equipo y daños al mismo.
- Limpieza de cubeto del generador (frecuencia: semanal)

Por lo expuesto, es importante que el Gestor Comunitario sea capacitado en las tareas citadas y que se ponga en práctica el proceso de comunicación que se describe en los Anexos No. 3.A, Anexo No 3.B, Anexo No 3.C y Anexo No.3D.

CELEC EP Unidad de Negocio Termopichincha

Será el encargado de la ejecución de los mantenimientos preventivos, correctivos y predictivos del sistema de generación fotovoltaico, y del generador eléctrico (En caso de que la comunidad cuente con uno). Está previsto que los mantenimientos preventivos y predictivos se los realice con una frecuencia trimestral y los correctivos en función de las alertas establecidas.

Dentro de las principales tareas de mantenimiento preventivo y predictivo se puede mencionar, entre otras, las siguientes:

- Inspección de Instalaciones
- Descarga de información de data-logger.
- Restablecimiento del servicio en las viviendas, escuela y GAD en caso de fallos y/o sobrecargas (frecuencia: cada vez que sea necesario).
- Chequeo del sistema de soportes de los paneles.
- Revisión del cableado exterior entre paneles, cajas de conexión, sistema de puesta a tierra.
- Revisión del cableado en el cuarto de control y estanqueidad de cajas de conexiones.
- Revisión de los equipos de control, mando, protecciones, Estado de alarmas y ejecución de pruebas de funcionamiento del generador fotovoltaico.
- Medición termográfica.
- Almacenamiento de residuos.

Las actividades cuando se cuente con un generador térmico se describen a continuación:

- Cambio de aceite y filtros en el generador de combustión interna.

- Limpieza y chequeo general del motor de combustión interna.
- Chequeo de parámetros del alternador del generador de combustión interna
- Medición de resistencia de aislamiento de los devanados del generador de combustión interna.
- Revisión del sistema de puesta a tierra y sistema de apantallamiento.

Dentro de las principales tareas para los mantenimientos correctivos se pueden citar:

- Visita a instalaciones con averías
- Reemplazo de: paneles, reguladores, baterías e inversores averiados
- Reemplazo de cables, reemplazo de borneras.
- Reposición de protecciones.
- Manejo de residuos.
- Reemplazo de partes y piezas del generador termoeléctrico

Hay que indicar que, para la ejecución de las tareas de mantenimiento, especialmente para las preventivas se solicitará el apoyo del gestor comunitario como auxiliar, bajo la supervisión directa del funcionario de CELEC EP Termopichincha.

Empresa Eléctrica Distribuidora

Será la encargada de la ejecución de los mantenimientos preventivos, correctivos y predictivos en la red de distribución. Está previsto que los mantenimientos preventivos y predictivos se los realice con una frecuencia semestral y los correctivos cada vez que sea necesario.

Dentro de las principales tareas de mantenimiento preventivo y predictivo se puede mencionar entre otras a las siguientes:

- Inspección de las instalaciones.
- Desenergización y energización de la red de distribución.
- Mantenimiento de transformadores, limpieza de bushing, chequeo del nivel de aceite, limpieza de pararrayos, chequeo de puentes de alto y bajo voltaje.
- Mantenimiento de luminarias.
- Medición termográfica.
- Mantenimiento de franja de servidumbre (con colaboración de la comunidad) y poda de árboles.

- Revisión de puestas a tierra en transformadores, fines de circuito de baja tensión y medidores.
- Limpieza de aisladores.
- Revisión de los medidores.
- Manejo de residuos.

Dentro de las principales tareas para los mantenimientos correctivos se pueden citar:

- Inspección de instalaciones con averías.
- Reemplazo de transformadores, luminarias, aisladores, etc.
- Reparación de los conductores de medio y/o bajo voltaje.
- Reposición de protecciones.
- Reemplazo de medidores y acometidas averiados.
- Cambios de puestas a tierra en el sistema de distribución.
- Manejo de residuos.

Hay que indicar que, para la ejecución de las tareas de mantenimiento, especialmente para las preventivas se solicitará el apoyo del Gestor Comunitario como auxiliar y bajo la supervisión directa del funcionario de la Empresa Eléctrica.

Estas tareas se llevarán a cabo, con la interrelación de unos actores con otros, la cual se define en los flujogramas de los Anexos 3.A, 3.B, 3.C y 3.D.

Actores y Responsables en la Gestión Administrativa

Comunidad

Es recomendable que existan dos personas seleccionadas dentro de la comunidad para que ocupen las figuras de suplentes del Gestor Comunitario, que ya existe, de las que al menos una sea mujer. Esta figura de los suplentes bajo Asamblea Comunitaria y los acuerdos a los que se llegue en la misma se definirá si serán remuneradas o no por la comunidad.

Todos los participantes deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Haber culminado la primaria;
- Hablar su lengua nativa y hablar y escribir en castellano;
- Tener conocimientos básicos de matemáticas;
- Haber vivido en la comunidad al menos cinco años;

- No tener problemas con ninguno de los miembros de la comunidad y ser respetado por todos los habitantes de la misma;
- Que no sea la misma persona que el presidente de la comunidad.

Los usuarios del servicio de energía eléctrica suministrado por la microred, tienen la responsabilidad de pagar la tarifa mensual por el consumo de energía, igualmente son las responsables del cuidado y salvaguarda de los equipos. Cada persona usuaria firmará un contrato formal con la empresa eléctrica, convirtiéndose en un cliente regulado.

Gestor Comunitario

Las funciones establecidas para el Gestor comunitario se detallan a continuación:

- Colecta de los valores entregados por los usuarios para realizar las recargas de los sistemas prepago. (frecuencia: la establecida en el acta de asamblea por la comunidad).
- Entrega de los valores recaudados al presidente de la comunidad. (frecuencia: la establecida en el acta de asamblea por la comunidad).
- Las personas suplentes serán responsables, específicamente, de los temas administrativos como por ejemplo: (i) hacer las recolecciones previas al pago de las cuotas de electricidad, (ii) elaboración de informes de seguimiento y monitoreo, de manera especial en los temas sociales, de género y calidad del servicio (detallado más adelante), que deberán ser entregados a la Unidad de Energía Renovable más cercana o periódicamente a través de internet aprovechando las facilidades de conectividad que pudiesen existir en las comunidades.

Las responsabilidades de los diferentes actores se reflejan en la siguiente matriz:

Tabla 25. Matriz de responsabilidades

	Empresa Instaladora	Personal técnico de CELEC	Personal Técnico de la Distribuidora	Personal Gestor Comunitario	Usuarios
Administración		-Apoyo operativo a la recepción del pago	-Recepción del pago -Apoyo de EEQ para capacitación en el uso de los dispositivos prepago -Capacitación a gestor comunitario en sistemas prepago	-Recolecta pagos	-Pagos -Acuerdos en la asamblea de la comunidad para financiar la movilización del gestor comunitario para realizar las recargas
O&M Generación	Capacitación a personal técnico	-Tareas de O&M de microred y generador programadas -Capacitación a gestor comunitario en O&M de generación - Capacitación en el uso de la energía a usuarios	-Tareas de O&M de microred y generador programadas - Capacitación a gestor comunitario en O&M de generación - Capacitación en el uso de la energía a usuarios	Limpieza de paneles	-
O&M Línea MT	-	-Tareas de M&O de MT programadas -Limpieza franja de servidumbre		Apoyo en solicitud de técnico CELEC para mantenimiento	-
Consumo de Energía	Capacitación a usuarios	-Tareas de M&O de BT programadas		-Restablecer el servicio -Reporte de fallas a personal técnico	-Buen uso -Reporte de fallas a gestor

Fuente: Propuesta Unificada de Modelo de Gestión. (FEDETA, 2016)

Requerimientos de Capacitación

Del Gestor comunitario

El Gestor Comunitario debe ser capacitado en todas las actividades de operación y mantenimiento que le han sido encomendadas; estas necesidades de capacitación se describen a continuación:

Para la operación:

- Registro de los datos operativos de los sistemas de generación y distribución en la bitácora de operación.

- Registro y reporte de alarmas, fallas y averías de los componentes del sistema eléctrico (frecuencia: cada vez que sea necesario).
- Restablecimiento de alarmas (en caso de ser necesario) bajo las instrucciones de los encargados de CELEC en el generador eléctrico.
- Revisión y reposición de niveles de agua y aceite en el generador de combustión interna (frecuencia: semanal).
- Revisión de niveles y reposición de combustible en el generador de combustión interna (frecuencia: cada vez que sea necesario).
- Revisión del Estado de carga de las baterías (frecuencia: semanal).

Para el mantenimiento:

- Registro de datos de mantenimiento preventivo y correctivo en la bitácora de mantenimiento.
- Limpieza de paneles fotovoltaicos (frecuencia: semanal).
- Limpieza interior (barrido) del cuarto eléctrico (frecuencia semanal).
- Restablecimiento del servicio en las viviendas, escuela y GAD en caso de fallos y/o sobrecargas (frecuencia: cada vez que sea necesario).
- Planificación de las visitas de los técnicos de CNEL y CELEC (frecuencia: trimestral y/o semestral para el caso de los mantenimientos preventivos y cada vez que sea necesario para los mantenimientos correctivos).
- Coordinación de mingas comunitarias para la limpieza de la franja de servidumbre (este trabajo lo dirigirá CNEL).
- Encendido del generador de combustión interna (frecuencia: semanal). Esta tarea es importante para asegurar disponibilidad del equipo y daños al mismo.
- Limpieza de cubeto del generador (frecuencia: semanal)
- Almacenamiento de residuos (frecuencia: semanal)

Con la finalidad de que el Gestor Comunitario sea adecuadamente capacitado e instruido, se sugiere que la Distribuidora y CELEC EP Termopichincha, establezcan los formatos, planillas etc., requeridos para el seguimiento de estos procedimientos, de tal manera que, al momento de las capacitaciones, se cuente con este material adecuado y el proceso de capacitación sea exitoso.

De la Empresa Eléctrica y CELEC

Generalmente el proveedor del generador fotovoltaico capacita a los funcionarios de las Distribuidoras en el funcionamiento (operación) del sistema de generación, sus componentes y

recomendaciones de mantenimiento de los fabricantes de los diferentes componentes del generador. Por lo cual, se podría ampliar esta capacitación a los funcionarios de CELEC.

De los usuarios

En cuanto a la capacitación para los usuarios de los sistemas fotovoltaicos, es necesario que se contemplen temas básicos de la energía, uso, beneficios de contar con el servicio (en la salud, educación, seguridad, medio ambiente, comunicación), usos productivos, los componentes del sistema energético y los cuidados que deben tener con cada uno de ellos y en la gestión de los sistemas.

Es importante que en estas capacitaciones estén presentes tanto mujeres y hombres que vivan en la comunidad, con lo cual se fomenta la participación activa de las mujeres, quienes generalmente tienen menor participación en estas temáticas.

Modelo financiero de inversión estatal para la ejecución de proyectos energéticos renovables en entornos rurales aislados y para la gestión privada del mantenimiento y operación de los sistemas aislados.

En virtud de los elevados costos asociados a la inversión de Sistemas Fotovoltaicos SFV, se propone que la Administración Estatal sea la institución que financie a través de subsidios la implementación, construcción y reinversión de estos proyectos. Sin embargo, los costos de Gestión, Operación y Mantenimiento de los SFV, serán cubiertos por un valor significativo denominado tarifa de Sostenibilidad.

Asimismo, si la tarifa aplicada no permite cubrir los Gastos Operacionales indicados, no está garantizada la sostenibilidad del proyecto, dado que dependería de forma permanente de un SUBSIDIO, asociado con recursos derivados de otras fuentes que bien podrían estar ausentes en períodos de poca liquidez estatal poniendo en serio riesgo la continuidad de estos proyectos en el futuro.

Análisis Financiero Resultante del Costo del Servicio Eléctrico y la Tarifa Aplicada con énfasis en Sistemas Aislados.

En base a la información recabada, se desarrolló el análisis financiero que permita determinar el déficit tarifario que caracteriza los proyectos de electrificación fotovoltaica en la Amazonía. Además de que permita mostrar sus resultados sobre la base de antecedentes disponibles para 58 proyectos⁴ valorados por las 4 empresas que abastecen la zona. Finalmente, se analizó el orden de magnitud que tiene este déficit sobre los costos de distribución de las empresas (base 2015), así como su efecto sobre los márgenes tarifarios de las EED's en su conjunto. Culminando en un análisis de sensibilidad respecto de los principales parámetros que inciden en el Costo operacional.

Se entenderá, en general, como déficit toda diferencia entre Costos Operacionales y el ingreso que resulte de la puesta en marcha de un proyecto, pudiendo expresarse como un indicador

⁴ 58 es el número de proyectos de electrificación rural aislada que las Empresas Eléctricas: Ambato, Centro Sur, CNEL Sucumbíos, Regional Sur, se encuentra ejecutando con el financiamiento del BID-GEF.

específico de un proyecto, o de forma agregada, a nivel de una empresa distribuidora o del Sistema Nacional Interconectado (SNI). También, podrá expresarse de forma anual, en Valor Presente Neto o, como veremos más adelante, como un Déficit Medio Anual, sobre la base de todo lo anterior.

El análisis se desarrolló considerando exclusivamente los Costos Operacionales asociados con la inversión inicial en Sistemas Fotovoltaicos y la demanda por energía constante e igual al nivel esperado de demanda, a lo largo del horizonte de evaluación de 25 años.

Costo operacional

Valor Actual de los Costos (VAC):

El Valor Actual de los Costos, es la totalización de una serie de costos en el tiempo (25 años en este caso), donde el costo de cada año futuro C_t , se adiciona según su valor presente, descontado a la tasa de descuento financiera td que, para efectos de la investigación, tal como quedó explícito en la metodología de evaluación de proyectos, será de 8%.

$$VAC = \sum_{t=1}^{25} \frac{C_t}{(1 + td)^t}$$

Costo Nivelado de la Energía

Para efectos de un análisis de la tarifa, el Valor Actual de los Costos, debe expresarse de manera unitaria respecto de la energía servida (facturada) en USD/kWh, para este fin se utilizará el indicador de Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés).

$$LCOE = \frac{VAC}{\left(\sum_{t=1}^{25} \frac{E_t}{(1 + td)^t} \right)}$$

Donde:

LCOE: Costo Nivelado de la Energía, en USD/kWh

VAC: Valor Actual de los Costos

E_t : Estimación de la Energía facturada a los clientes del proyecto en el año t .

td : Tasa de descuento financiera (8%)

El costo de cada año, entendido como Costo Operacional de los proyectos, se compone de los siguientes elementos:

Costo de adquisición de equipos

- Costo de Transporte de los equipos.
- Costo de Transporte para reciclaje de Baterías de Plomo-Ácido en desuso

- Costo de la mano de obra de mantenimiento
- Costos de Transporte de los técnicos
- Costo de adquisición de equipos

Por reposición programada

Dentro del período de la evaluación se debe considerar la reposición programada de:

Baterías: Cada 5 años

Inversores: Cada 10 años

Reguladores: Cada 10 años

Medidores de Prepago: Cada 10 años

Por fallas no programadas

Según estadísticas de fallas en equipamientos fotovoltaicos, obtenidos de la literatura consultada, y en base a los resultados obtenidos en la investigación de una simulación efectuada, en la tabla a continuación se expresa la tasa de falla más probable y la tasa de falla máxima con un 95% de certidumbre:

Tabla 26. Tasas de falla anual presupuestadas por componente

Componente /Escenario	Opción 1: Paneles Individuales		Opción 2: Micro Red	
	Más Probable	Certeza 95%	Más Probable	Certeza 95%
Panel FV	0	0	0	0
Batería	10%	$\leq 17.8\%$	0	$\leq 22.2\%$
Regulador	0	$\leq 3.1\%$	0	0
Inversor	0	$\leq 31.2\%$	0	$\leq 33.3\%$

Fuente: Mecanismo de Sostenibilidad Financiera para Sistemas de Electrificación Rural Aislada.

Para el caso de este análisis, será empleada la tasa de falla más probable, que afectará sólo al parque de baterías instaladas (especialmente las baterías de 150 Ah empleadas en la solución de Paneles Individuales).

Para ambas situaciones de reposición de equipos, estos son costeados por su valor de mercado (los costos de transporte y mano de obra asociados complementarios, se explicitan en los próximos apartados).

Tabla 27. Precios Unitarios por Componente en USD

Componente	Tipo 1	USD	Tipo 2	USD
Panel FV	150Wp ⁵	382	330Wp ¹²	350
Batería	150 Ah	600	600 Ah	850
Regulador	20 A	300	60 A	700
Inversor	600 W	400	2,5 kW	2000

Fuente: Basada en datos de los 58 proyectos preparados por las 4 EED's que sirven a la Región Amazónica.

Costo de transporte de equipos

Según la memoria técnica de cada proyecto: “Vías de Acceso”, y específicamente para cada comunidad se definirá los siguientes sistemas de transporte:

Costo de Transporte Terrestre

Los equipos, deben ser cargados desde la base de la EED, hasta la ciudad que permite la conexión con el primer medio de transporte aéreo o fluvial, para luego acercarse total o parcialmente a cada comunidad.

Este costo, por evento de reemplazo de equipos, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_{TTE} = 2CU_{TT}D \frac{(P_P N_P + 0.5P_B N_B + P_R N_R + P_I N_I + P_M N_M)}{1000}$$

Donde,

CTTE: Costo Transporte Terrestre de Equipos

CUTT: Costo Unitario del Transporte Terrestre, en USD/Ton-Km (según un dato preliminar investigado se tiene = 0,54 USD/Ton-Km.

D: Distancia desde la Empresa Eléctrica hasta el punto de conexión (aeropuerto, o puerto). Puede ser una combinación de varias paradas, según pudiera ser especificado por los diseñadores del proyecto.

PP: Peso Unitario de los Paneles Fotovoltaicos (en Kg)

PB: Peso Unitario de las Baterías (en Kg)

PR: Peso Unitario de los Reguladores (en Kg)

PI: Peso Unitario de los Inversores (en Kg)

PM: Peso Unitario de los Medidores (en Kg)

⁵ Los Paneles FV de menor tamaño, aparecen efectivamente como más caros que los de mayor tamaño, pues estos valores típicos han sido tomados de los propios proyectos y así han sido valorados por la única empresa que ha presupuestado su utilización (EERegional Centro Sur).

NP: Cantidad de Paneles Fotovoltaicos a transportar.

NB: Cantidad de Baterías a transportar. Se pondera por 0,5, pues este cálculo es sólo válido para las Baterías Nuevas (de ida). El costo de regreso se calcula aparte, ver apartado de Transporte de Baterías para su reciclaje.

NR: Cantidad de Reguladores a transportar.

NM: Cantidad de Medidores a transportar.

Nota: Ciertamente se ha de diferenciar además según tipo de componente pues, por ejemplo, una Batería de 600 Ah pesa 100Kg, mientras una de 150 Ah, pesa 50 Kg.

Costo del transporte aéreo

Se considera en este caso el cobro de tarifas típicas por transporte aéreo de líneas aéreas comerciales.

Al igual que para el transporte terrestre, el costo de transporte aéreo, por evento de reemplazo de equipos (ida con equipos nuevos y regreso con equipos retirados), se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_{TAE} = 2CU_{TA}(P_P N_P + 0.5P_B N_B + P_R N_R + P_I N_I + P_M N_M)$$

Donde,

CTAE: Costo Transporte Aéreo de Equipos

CUTA: Costo Unitario del Transporte Aéreo, en USD/Kg. Conforme la investigación este valor estaría en 0,9 USD/Kg.

PP: Peso Unitario de los Paneles Fotovoltaicos (en Kg)

PB: Peso Unitario de las Baterías (en Kg)

PR: Peso Unitario de los Reguladores (en Kg)

PI: Peso Unitario de los Inversores (en Kg)

PM: Peso Unitario de los Medidores (en Kg)

NP: Cantidad de Paneles Fotovoltaicos a transportar.

NB: Cantidad de Baterías a transportar. Se pondera por 0,5, pues este cálculo es sólo válido para las Baterías Nuevas (de ida). El costo de regreso se calcula aparte, ver apartado de Transporte de Baterías para su reciclaje.

NR: Cantidad de Reguladores a transportar.

NM: Cantidad de Medidores a transportar.

Nota: Al igual que en el caso de transporte terrestre, se ha de diferenciar además según tipo de componente pues, por ejemplo, una Batería de 600 Ah pesa 100Kg, mientras una de 150 Ah, pesa 50 Kg.

Costo del transporte fluvial

Se considera en este caso el cobro de una tarifa esperada⁶ por transporte fluvial (lanchas de carga o menores a motor fuera de borda). Esto es: 0,5 USD/Kg

Entonces, independiente de la distancia a recorrer, se asume este cobro adicional por Kg de carga transportado en cada viaje de acercamiento o retiro desde la comunidad.

Al igual que para el transporte aéreo, el costo de transporte fluvial, por evento de reemplazo de equipos (ida con equipos nuevos y regreso con equipos retirados), se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_{TFE} = 2CU_{TF}(P_P N_P + 0.5P_B N_B + P_R N_R + P_I N_I + P_M N_M)$$

Donde,

CTFE: Costo Transporte Fluvial de Equipos

CUTF: Costo Unitario del Transporte Fluvial, en USD/Kg

PP: Peso Unitario de los Paneles Fotovoltaicos (en Kg)

PB: Peso Unitario de las Baterías (en Kg)

PR: Peso Unitario de los Reguladores (en Kg)

PI: Peso Unitario de los Inversores (en Kg)

PM: Peso Unitario de los Medidores (en Kg)

NP: Cantidad de Paneles Fotovoltaicos a transportar.

NB: Cantidad de Baterías a transportar. Se pondera por 0,5, pues este cálculo es sólo válido para las Baterías Nuevas (de ida). El costo de regreso se calcula aparte, ver apartado de Transporte de Baterías para su reciclaje.

NR: Cantidad de Reguladores a transportar.

NM: Cantidad de Medidores a transportar.

⁶ Se espera una tarifa menor que la aérea, por lo que se asigna un valor de 0.5 USD/Kg que debería ajustarse, una vez los equipos a cargo lo constaten o corrijan fundados en datos prácticos (generalmente este tipo de transporte es negociado caso a caso y se recomienda generar un registro estadístico de estos costos, tanto para fundar negociaciones con transportistas, como para mejorar la precisión de estos cálculos). En general deberían categorizarse y tarifarse estos viajes como Corto, Mediano y Largo, debido al bajo rendimiento relativo de estas embarcaciones (en torno a 1 – 1.5 Km/Lt).

Nota: Al igual que en el caso de transporte terrestre, se ha de diferenciar además según tipo de componente pues, por ejemplo, una Batería de 600 Ah pesa 100Kg, mientras una de 150 Ah, pesa 50 Kg.

Para los tres casos de tipo transporte, se considera la siguiente tabla de pesos unitarios:

Tabla 28. Pesos Unitarios por Componente, en Kg.

Componente	Tipo 1	Kg	Tipo 2	Kg
Panel FV	150Wp	15	330Wp	20
Batería	150 Ah	50	600 Ah	100
Regulador	20 A	1	60 A	1
Inversor	600 W	3	2,5 kW	10

Fuente: Especificaciones del Pliego “LPI No. BID-FERUM II EEASA-DI-BS-001”

Costo de transporte de baterías de Plomo-Ácido para reciclaje

Las baterías de Plomo-Ácido, en desuso deben considerar su disposición final, transportándolas desde la comunidad hacia las bodegas de la EED y, desde allí a una Planta de Reciclaje autorizada.

Una de plantas de reciclaje de este tipo de baterías se encuentra en la ciudad de Guayaquil, por tanto, se asume que todas las baterías recicladas deberán llegar allí por vía terrestre.

Además, se considera que todas las tarifas aplicadas (Terrestre, Aérea y Fluvial) tendrán un recargo de un 50% respecto de su valor normal, por transporte de cargas con sustancias potencialmente corrosivas (como el Ácido Sulfúrico contenido en baterías que pueden estar estropeadas luego de 5 años o por haber fallado).

Así, para este análisis, se ha diferenciado el costo de transporte de retiro de baterías mediante la siguiente expresión general:

$$C_{TRB} = 1,5N_B P_B \left(\frac{CU_{TT}(D + D_R)}{1000} + CU_{TA} + CU_{TF} \right)$$

Donde,

CTRB: Costo de Transporte para el Reciclaje de Baterías en Desuso.

1,5: Factor de recargo en el transporte por cargas de cuidado especial.

NB: Cantidad de Baterías a retirar desde la comunidad (diferenciando baterías de 150 Ah y 600 Ah)

PB: Peso unitario de las baterías. En Kg (diferenciando baterías de 150 Ah y 600 Ah).

CUTT: Costo unitario del transporte terrestre. En USD/Ton-Km

D: Distancia desde la EED hasta el último punto de conexión terrestre. En Km.

DR: Distancia desde la EED hasta la Planta de Reciclaje. En Km.

CUTA: Costo unitario del Transporte Aéreo de Carga. En USD/Kg. Se considera sólo de ser necesario este tipo de transporte para acercarse a la comunidad.

CUTF: Costo unitario del Transporte Fluvial de Carga. En USD/Kg. Se considera sólo de ser necesario este tipo de transporte para acercarse a la comunidad.

Cálculo de ingresos anuales

Los ingresos anuales son aquellos correspondientes a una facturación total anual por concepto de consumo de energía cobrado a tarifa plena, según el Pliego Tarifario vigente. Independiente, en este punto, de si es pagada total o parcialmente por los usuarios del servicio o de la aplicación de subsidios como Tarifa Dignidad u otros, dado que de todas formas los montos subsidiados constituyen ingreso para la EED al ser compensados directamente por el Estado a través del Ministerio de Finanzas.

Para cada comunidad, son calculados los ingresos, sobre la base de la tarifa vigente Enero-Diciembre 2017, misma que es función del Tipo de Cliente (Residencial o General) y de su rango de consumo.

Tabla 29. Tarifas Relevantes para la Evaluación: Sucumbíos, Ambato, Centro Sur y Sur⁷

Empresa	Categoría	Rango de Consumo kWh/Mes	Cargo Variable USD/kWh	Comercialización USD/Consumidor
CNEL- Sucumbíos, EEAmbato, EECentrosur y EESur	Residencial	1-50	0,091	1,414
		51-100	0,093	
		101-150	0,095	
		151-200	0,097	
		201-250	0,099	
	General			
	Comercial	1-300	0,092	
		Superior	0,103	
	E. Oficiales, E. Deportivos, Serv. Comunitario	1-300	0,082	
		Superior	0,093	
	Bombeo Agua	1-300	0,072	
		Superior	0,083	
	Bombeo Agua servicio público de agua potable	1-300	0,058	
		Superior	0,066	
	Industrial Artesanal	1-300	0,083	
		Superior	0,099	
	Asistencia Social, Beneficio Público y Culto Religioso	1-100	0,034	
		101-200	0,036	
		201-300	0,038	
		Superior	0,063	

Fuente: Rescatado de Análisis de costo y tarifa aplicada SFV rural aislado.

Opción pre pago: Si bien la metodología de evaluación expuesta, permite que el evaluador compare las opciones de pre pago y post pago, con sus respectivos costos de empresa y para las

⁷ Basado en **Pliego Tarifario para las Empresas Eléctricas**. Servicio Público de Energía Eléctrica. Período enero-diciembre 2020. ARCERNR.

familias beneficiadas, se desarrolló una evaluación comparativa entre ambas opciones dando como mejor opción la tecnología de pre pago (con un VAN financiero mejorado en un 5%, respecto de la opción post pago y un VAN socioeconómico sin variación significativa). En ese sentido, se decidió continuar las siguientes valoraciones asumiendo esa mejor opción financiera. No obstante, el uso exclusivo de tecnologías de pre pago, no representa bajo ninguna circunstancia una recomendación estricta de estas evaluaciones, puesto que su conveniencia debe evaluarse caso a caso (considerando posiblemente variables más allá de las financieras) tal como se indicó en un apartado anterior.

El cargo fijo por concepto de Comercialización, se excluye del presente cálculo, pues se ha adoptado el método de prepago que, si bien lo permite la regulación CONELEC (002/14), también prohíbe la aplicación de este cargo en dichos casos.

Con estos antecedentes se efectúa una asignación tarifaria a cada tipo de Servicio Público (SP) especificado en los 58 proyectos considerados para esta valoración, la que se muestra en la Tabla siguiente:

Tabla 30. Asignación de los Servicios Públicos a Categorías Tarifarias

		Tipos de SP de los Proyectos				
		Escuela	Centro de Salud	Retén Policial	Iglesia	Centro Comunitario
Categoría Tarifaria General:	E. Oficiales, E. Deportivos, Serv. Comunitario			X		X
	Asistencia Social, Beneficio Público y Culto Religioso	X	X		X	

Fuente: Rescatado de Análisis de costo y tarifa aplicada SFV rural aislado. (García 2017)

Tarifa Media

Como indicador tarifario de cada comunidad se calcula su tarifa media o Precio Medio de Venta, siguiendo la siguiente relación.

$$PMV = \frac{\sum_{k=1}^{NK} \sum_{j=1}^{NC_k} \sum_{i=1}^{NR_j} E_{ijk} T_{ik}}{\sum_{k=1}^{NK} \sum_{j=1}^{NC_k} \sum_{i=1}^{NR_j} E_{ijk}}$$

Donde:

PMV: Precio Medio de Venta (USD/kWh)

NK: Número de Categorías Tarifarias

NCK: Número de Clientes dentro de la Categoría Tarifaria “k”.

NRj: Número de Rangos Tarifarios en que se subdivide el consumo del cliente j.

Eijk: Consumo de Energía del cliente “j”, de la Categoría Tarifaria “k”, que cae dentro del rango tarifario “i”. En kWh/Mes.

Tik: Tarifa que aplica para el rango de consumo i, dentro de la categoría tarifaria k.

Cálculo del Margen (o Déficit) Tarifario

El margen tarifario se calcula, a nivel de cada proyecto, a nivel de Empresa Eléctrica Responsable y a nivel Global del Programa de Electrificación Rural en zonas aisladas de la Amazonía.

En cada caso se obtiene dicho margen restando los indicadores: Tarifa Media – LCOE, y se expresa en USD/kWh.

El uso del indicador LCOE (Costo Nivelado de la Energía) se justifica por estar construido, en este caso, exclusivamente con los Costos Operacionales valorados de cada proyecto y la energía corresponde al consumo anual de los usuarios del proyecto.

Este indicador permitirá valorar si es factible levantar una propuesta de Tarifa Especial en esta zona, de tal forma de lograr por esta vía la sostenibilidad financiera de los proyectos de electrificación fotovoltaica en zonas aisladas de la Amazonía.

Cálculo de margen (o déficit) medio anual

Este indicador, expresado en USD/año, se cuantificará a partir de la determinación de un Ingreso Medio Anual (para el caso de este análisis, la facturación anual constante) y de un Costo Operativo Medio Anual, obtenido a partir del cálculo del VAC (valor actual de los Costos).

$$MMA = FA - \frac{VAC}{\sum_{t=1}^{25} (1 + td)^{-t}}$$

Donde:

MMA: Margen Medio Anual, en USD.

FA: Facturación Anual, en USD (constante en este análisis).

VAC: Valor Actual de los Costos Operacionales, en USD.

td: Tasa de Descuento Financiera (8%)

Este indicador será de gran ayuda para establecer el peso relativo de estos proyectos en los costos globales del sistema, y con ello comenzar a considerar lineamientos alternativos para su financiamiento futuro.

Resultados del Déficit Tarifario y Déficit Medio Anual

Una aproximación tarifaria de margen o déficit unitarios se logra comparando la Tarifa Media y el Costo Nivelado de la Energía calculados de la forma antes descrita. El resultado de este primer ejercicio se sintetiza en la Figura No. 9 en donde se detalla la comparación de Costos versus la tarifa, desde el punto de vista de costos operacionales medios y precio medio de venta de cada proyecto.

En promedio (punto destacado en rojo), el Costo medio, por kWh consumido es más de 20 veces el valor de la tarifa aplicada según el pliego tarifario vigente.

En la Figura No. 10 se muestra el déficit anual medio de cada comunidad en dólares. El mínimo se observa en el proyecto de WISHU (USD 5 mil/año), mientras que el máximo alcanza los USD 50 mil/año, en la comunidad de CONDOLO. La suma de todos estos déficits, totaliza anualmente USD 691.007,0.

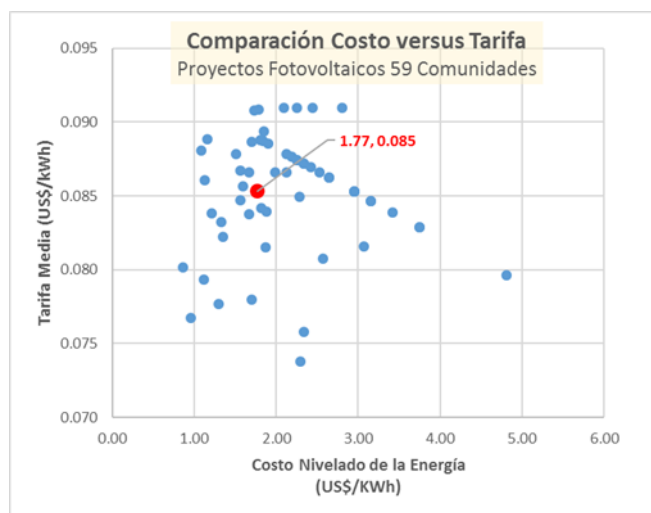


Figura 9. Comparación Costos versus Tarifa.

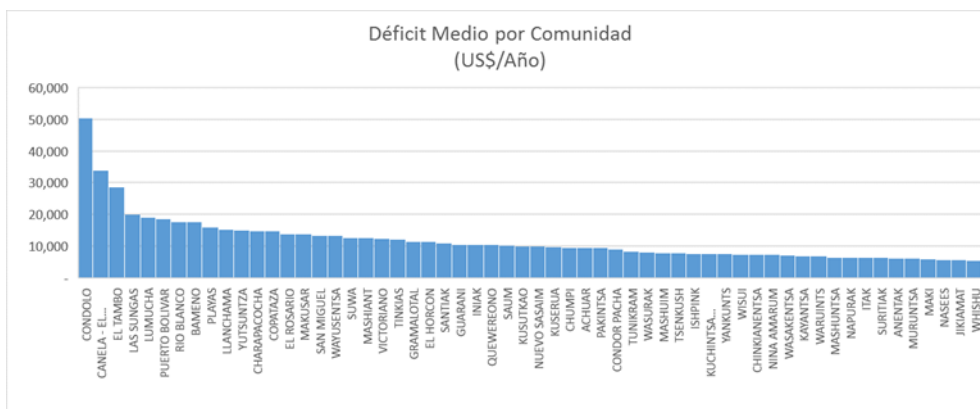


Figura 10. Déficit anual medio de cada comunidad en dólares.

Resulta claro e inmediato que no habrá garantía de una sostenibilidad financiera de estos proyectos mediante una tarifa especial que dé cuenta de los altísimos costos relativos asociados con el mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos, pues los Costos Medios se mueven en el rango de 0,86 a 4,8 USD/kWh, los que sobrepasan las tarifas vigentes (promedio 0,085 USD/kWh) ¡entre 10 y 50 veces respectivamente!

Análisis del Costo y sus Variables más Determinantes

Con el objetivo de establecer las principales variables que apalancan los costos operacionales esperados de los Sistemas Fotovoltaicos Aislados, se realiza una descripción expansiva del mismo, considerando los datos agregados de las 4 empresas distribuidoras de energía eléctrica involucradas.

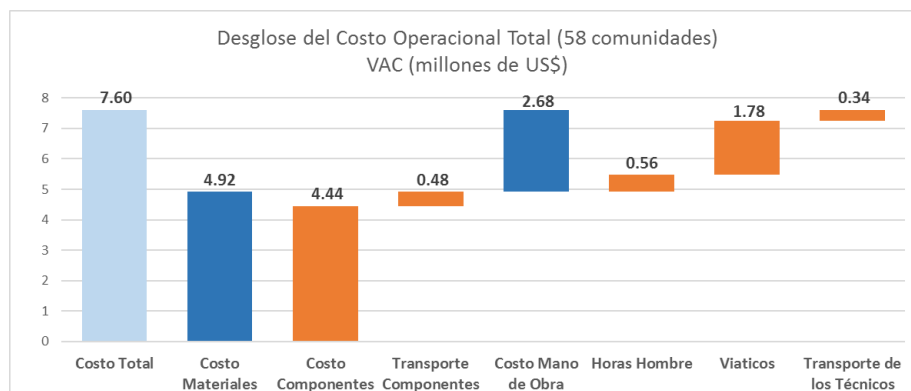


Figura 11. Desglose del Costo Operacional de los SFV Aislados.

Del gráfico se desprenden los 2 principales bloques que explican un 81,9% del costo operacional simulado: El costo de los componentes reemplazados (58,4% del Total) y los viáticos que se pagan a los técnicos (23,5% del Total).

Por su parte, el Costo de los Componentes se desglosa como muestra el siguiente gráfico.

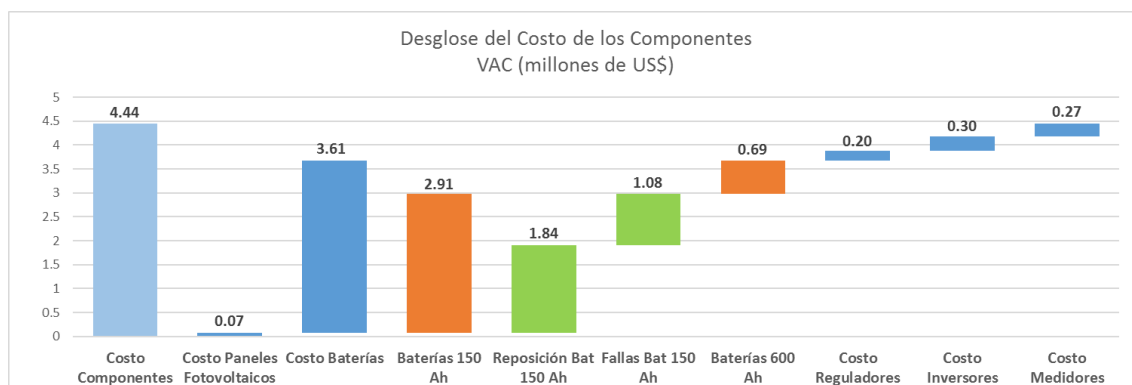


Figura 12. Desglose del Costo de los Componentes.

Del gráfico anterior resulta claro que el reemplazo de las baterías de 150 Ah, tanto por falla como por reposición programada a intervalos quinquenales, explica la mayor parte de este costo.

En este punto, podemos distinguir los siguientes parámetros que apalancan esta sección del Costo Total:

- El costo unitario de las baterías de 150 Ah.
- El período de recambio, hoy fijado en 5 años.
- La tasa de falla de las baterías de 150 Ah

Por su parte, el otro concepto de alto impacto en el costo operacional, es el viático pagado a los técnicos como apoyo a su subsistencia durante los días que permanecen internados en la Región Amazónica.

Los parámetros del modelo de costos que resultan determinantes en su dimensión resultante son:

- El valor del viático.

- La cantidad de visitas por año
- La duración de las visitas.
- La cantidad de técnicos que asisten a la comunidad en cada visita.

Para estos 7 parámetros destacados se hará un análisis de sensibilidad en el siguiente apartado.

Con el objetivo de orientar la búsqueda de la eficiencia para optimizar a futuro los Costos Operacionales de los SFV, se ha hecho un análisis de Costos y su respectiva Sensibilidad mostrando que hay 2 familias de parámetros que explican en 80% del VAC Operacional: Aquellos ligados a las Baterías de 150 Ah (Costo Unitario, Ciclo de Vida y Tasa de Falla), así como los que se relacionan al pago de viáticos al personal técnico que acude a las comunidades para realizar mantenciones de rutina, reparaciones y reemplazos programados de componentes (El Valor del Viático, la cantidad de visitas por año, los días que dura cada visita y la cantidad de técnicos que conforman el equipo de mantenimiento). Siendo los más incidentes en el VAC Operacional y en orden decreciente: El Precio Unitario de las Baterías de 150 Ah, la cantidad de visitas técnicas por año, el Número de técnicos por visita y el Ciclo de recambio de las baterías.

Con este antecedente, es posible buscar tecnologías y modelos de gestión con impacto en reducción de los Costos Operacionales revisados hasta este punto.

Propuesta de mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada

Una propuesta de financiamiento sostenible para la inversión, operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos aislados, sobre la base de la información analizada previamente, una vez evaluada la información relevante en párrafos anteriores, se propuso que se debería integrar:

- Análisis y propuesta de Incentivos a la inversión para generación eléctrica descentralizada con fuentes renovables en zonas aisladas, caso específico generación con energía solar fotovoltaica.
- Propuestas de subsidios cruzados que permitan identificar vías de financiamiento exclusivo para cubrir al menos los costos de operación y mantenimiento de electrificación rural aislada.
- Análisis estimativo de ingresos por usuario por concepto de pago por servicio de energía eléctrica, considerando dos escenarios, con el pliego tarifario vigente y con una tarifa diferenciada propuesta fruto del análisis realizado.
- Identificación de compensaciones monetarias en el marco de la lucha por el cambio climático por utilización de generación de energía limpia en zonas rurales aisladas.
- Comparación de los costos de la generación de electricidad en zonas aisladas con energía solar fotovoltaica vs generación con fuentes fósiles (considerando la logística de transportación del combustible).

Recomendaciones sobre los posibles mecanismos de financiamiento para operación y mantenimiento de proyectos de electrificación rural aislada, sobre la base de las conclusiones obtenidas de los análisis financieros teniendo en cuenta los siguientes aspectos transversales:

- Ambientales (disminución de emisiones de GEI, alternativas de financiamiento),
- Sociales (mejora de los indicadores de pobreza multidimensional al tener acceso a energía eléctrica sostenida en comunidades aisladas) y
- Económicos (optimización del gasto familiar por concepto de energía),

Modelo simulación comparativa de costos operacionales de electrificación con base en generación térmica convencional

Se considera, para este modelo, que cada comunidad será alimentada por un único generador diésel, cuyo dimensionamiento se determina según el consumo esperado en cada comunidad.

Las 3.398 comunidades beneficiadas, tienen consumos totales esperados que van desde los 35,6 kWh/mes, hasta los 2.099 kWh/mes, con un promedio de 395,3 kWh/mes.

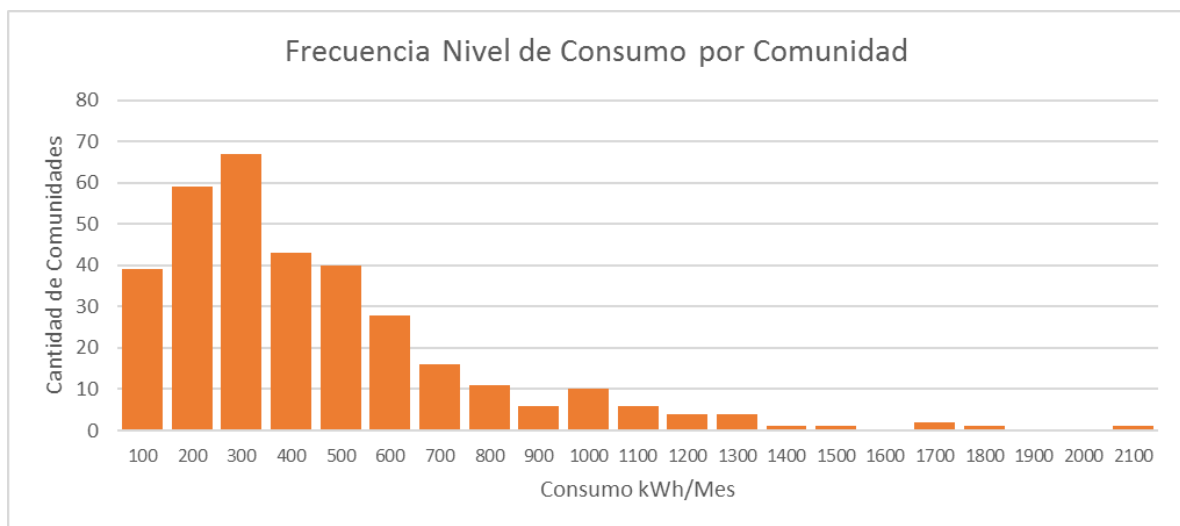


Figura 13. Distribución de frecuencia de la cantidad de comunidades que se encuentran en cada rango de consumo.⁹

Con esta estimación de consumo mensual, se determina la potencia de generación necesaria, sobre la base de la siguiente relación aproximada:

$$C_{gi} = \frac{E_{mi}}{T_m FC(1 - H_g)}$$

Donde:

⁸ Las 339 comunidades se originan de: 281 proyectos existentes (Operativos y Sin Funcionar) y 58 que se están ejecutando con financiamiento BID-GEF.

⁹ Ejemplo: Para un rango de consumo de 200-300 kWh/mes se tiene la mayor frecuencia con 67 comunidades.

Cgi: Capacidad de Generación requerida en la comunidad i. En kW.

Emi: Energía mensual consumida por la comunidad i. En kWh.

Tm: Cantidad de horas de un mes promedio ($8760/12 = 730$ horas)

FC: Factor de Carga. Para casos de grupos de pocos clientes, se recomienda simular factores de carga relativamente bajos. En este caso, se emplea un parámetro $FC=0.4$.

Hg: Holgura de generación, entendido como una capacidad de reserva del generador para cuidar su vida útil, operando en promedio, bajo su potencia nominal. Valor típico aportado: 40%.

Aplicando esta estimación a los niveles de consumo de las 339 comunidades, resultan las capacidades de generación requeridas, resumidas en la Figura 14.

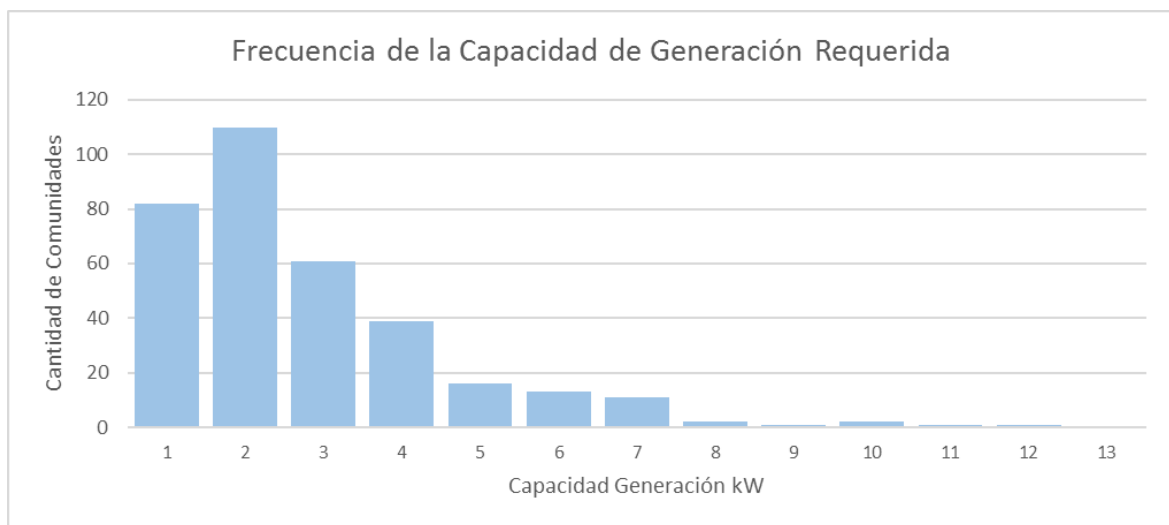


Figura 14. Distribución de Frecuencia de las Capacidades de Generación requeridas por comunidad.

Con esto, para cubrir los requerimientos de generación se considera el uso de 3 tamaños de generador, tomados de las capacidades disponibles en el mercado: 1,7; 4,5 y 13 kW.

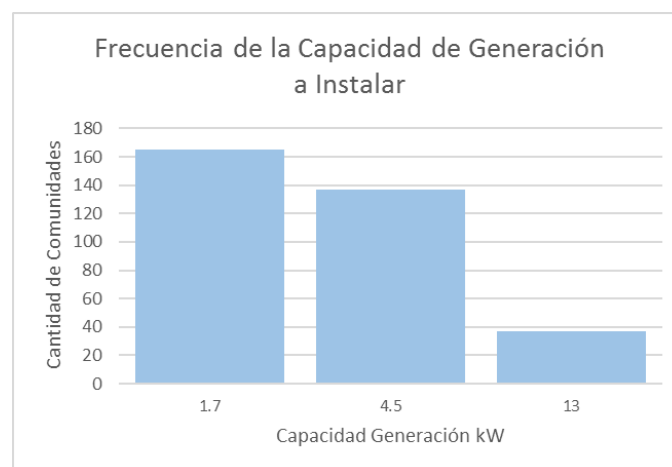


Figura 15. Capacidad de Generación a instalar para la modelación de Costos Operacionales.

Costos Operacionales

Los costos operacionales que son relacionados para estos sistemas son:

- Costo del combustible
- Mano de Obra
- Repuestos
- Costo del Combustible

El costo del combustible empleado en la generación de energía para cada comunidad, depende del rendimiento de cada generador, así como del precio del combustible puesto en la comunidad, el que suele ser notablemente superior a su valor de mercado.

$$CC_i = \frac{12 * E_{mi} * PD_i}{Rg_i}$$

Donde:

CCi: Costo anual del combustible empleado en generación de la energía en la comunidad i. en USD.

Emi: Energía mensual consumida en la comunidad i. En kWh.

Rgi: Rendimiento del Generador instalado en la comunidad i, en kWh/Galón.

PDi: Precio del Diésel puesto en la comunidad i, en USD/Galón.

Rendimiento del Generador

Los rendimientos de cada generador se obtienen de sus datos de placa, proporcionados por el fabricante: Potencia Nominal, Horas de Autonomía y Capacidad del Tanque de combustible.

$$Rg = \frac{Potencia\ Nominal(kW) * Autonomia(horas)}{Capacidad\ del\ Tanque(Galones)}$$

Para los generadores seleccionados para esta simulación se muestran sus rendimientos en la tabla siguiente:

Tabla 31. Rendimiento de Unidades Generadoras

Potencia (kW)	Autonomía (Horas)	Estanque (Galones)	Rendimiento (kWh/Galón)
1,7	-	-	6,55
4,5	6	3,96	6,82
13	10	17,16	7,58

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

Precio del combustible diésel puesto en cada comunidad

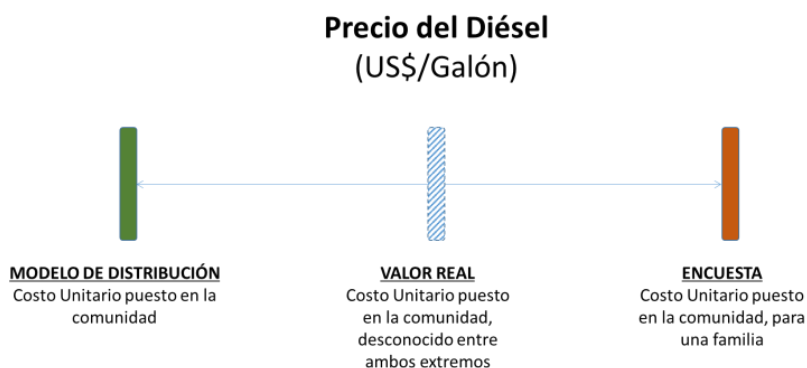


Figura 16. Precio del Diésel.

Para determinar este parámetro, se promedian las cifras obtenidas por 2 caminos: Encuesta a Familias en la Amazonía y un Modelo Aproximado de Distribución de Combustible. El motivo para promediar ambas fuentes resulta del hecho de que las familias encuestadas tenderán a manifestar valores máximos para el combustible que traen hasta su vivienda en la comunidad que habitan, dado que suman todos sus costos de traslado asociados con cantidades relativamente pequeñas de Diésel. Por otra parte, un modelo aproximado de distribución de combustible, aunque tiende a aprovechar economías de escala en el reparto de combustible (varias comunidades en un solo viaje por río), también estará dejando fuera muchos costos logísticos de detalles como, la dificultad de entrega entre la ribera del río y el estanque del generador, o la necesidad de cambiar de un río a otro, entre otros factores casuísticos.

Precio del Diésel. Encuestas

De las encuestas realizadas en 2015, a 301 familias de 23 comunidades aisladas de la Región Amazónica, una de las preguntas realizadas fue con respecto a las fuentes energéticas sustitutas empleadas antes de los proyectos de electrificación fotovoltaica. En ese ámbito, diversas familias de 18 de estas comunidades dijeron adquirir Diésel en pueblos vecinos para sus propios generadores de energía y manifestaron costos unitarios de este combustible muy por sobre los valores de mercado. Estas respuestas se resumen en la tabla.

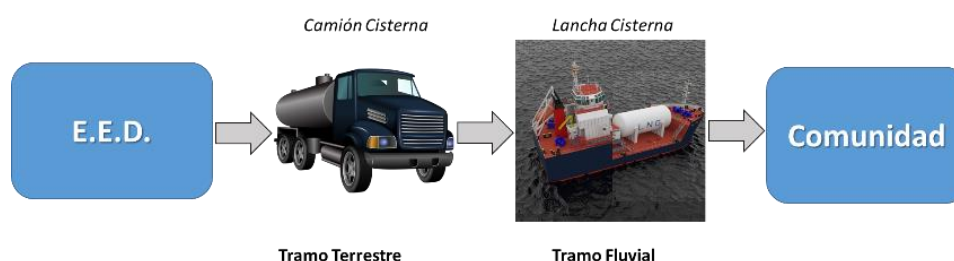
Tabla 32. Precio del Diésel puesto en la comunidad según encuestas

Empresa	Comunidad	Precio del Diésel (USD/Galón)	Promedio Empresa (USD/Galón)
EE Centrosur	ANENTAK	7,6	7,6
	CHINKIANENTSA	7,6	
	KAYANTZA	7,6	
	KUSERUA	7,6	
	NASES	7,6	
	NUEVO SASAIM	7,6	
	PAKINTSA	7,6	
EE AMBATO	NINA AMARUM	16,7	16,48
	PLAYAS BOBONAZA	11,4	
	TINKIAS	30,3	
	TUNTSUNZA	7,6	
EE SUR	CERRO NEGRO	7,95	7,95
	EL PLATEADO	7,95	
	EL TAMBO	7,95	
	LA CANELA	7,95	
	SANBINUMA	7,95	
	LLANCHAMA	6,06	6,06
CNEL SUCUMBIOS	SANCUDOCOCHA	6,06	

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

En general el precio declarado está muy por sobre el valor de mercado del Diésel en Ecuador, unos 0,91 USD/Galón.

Precio del Diésel. Modelo de Distribución Aproximado



$$Po + Pt + Pf = \text{Precio}$$

Se asume la existencia de un esquema de entregas de combustible mediante una “Lancha Cisterna” que llega a cada comunidad por el río más cercano. Al mismo tiempo, dicha lancha se carga desde camiones cisterna que llegan a la ribera más cercana a la ruta terrestre (Por ejemplo, la E45 o Troncal Amazónica).

Con esto se tiene que el precio de mercado del Diésel (Po) se ve incrementado por los costos de flete terrestre y fluvial respectivamente, llegándose a un mayor precio por galón de combustible puesto en la comunidad.

Precio: Precio del Diésel puesto en la ribera más cercana a la comunidad.

Po: Precio de mercado del Diésel. 0,91 USD/Galón

Pt: Precio del flete terrestre equivalente. En USD/Galón

Pf: Precio del flete fluvial equivalente. En USD/Galón

Sobre la base de tarifas de flete de transporte terrestre de combustible, conocidas para Ecuador; así como una extrapolación de un estudio de transporte fluvial en el entorno de Guayaquil, se escalan magnitudes de distancias llegando a la siguiente tabla de precios, por empresa.

Tabla 33. Precio del Diésel puesto en la Comunidad según modelo de distribución aproximado

Empresa	Po (USD/Galón)	Pt (USD/Galón)	Pf (USD/Galón)	Precio (USD/Galón)
AMBATO	0,91	0,11	1,89	3,07
CENTROSUR		0,15	1,14	2,12
SUCUMBIOS		0,19	1,51	2,46
SUR		0,19	0,76	1,74

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

Los precios definidos por el modelo aproximado representan un mínimo posible, pues dejan fuera diversas variantes como el cambio de ríos, el compromiso de personal especializado que opera distante a más de 200 Km de casa, la logística de transporte del combustible desde la ribera del río hasta el tanque del generador, etc.

Tabla 34. Precio del Diésel puesto en la Comunidad Valor esperado como Promedio entre Encuestas y un Modelo aproximado de Distribución

Empresa	Encuestas (USD/Galón)	Modelo (USD/Galón)	Precio Esperado ¹⁰ (USD/Galón)
AMBATO	16,48	3,07	9,77
CENTROSUR	7,6	2,12	4,85
SUCUMBIOS	6,06	2,46	4,24
SUR	7,95	1,74	4,85

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

Resultado Costo Anual del Combustible

Con todo lo anterior, se tiene que el costo del combustible, para las 339 comunidades evaluadas alcanzaría un total de USD 1,29 millones anuales y se distribuye por empresa según resume el gráfico siguiente.

¹⁰ Precio Esperado= Promedio entre el precio reportado por las encuestas y el precio definido por el modelo aproximado

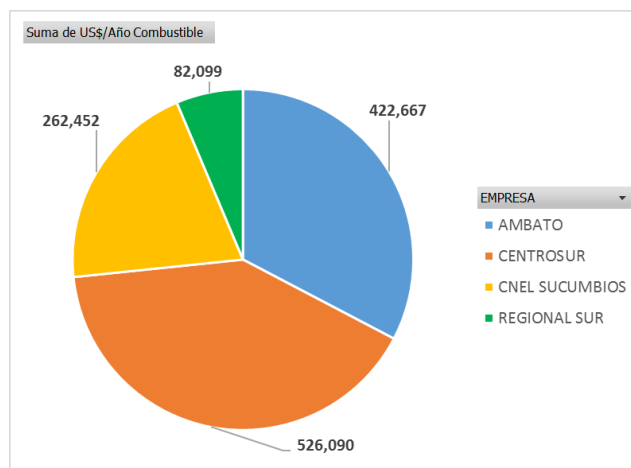


Figura 17. Gasto anual en combustible para generadores diésel, en USD, operando en 339 comunidades aisladas de la Región Amazónica.

Costo Mano de Obra

Dentro de los costos operacionales de un equipo generador, se tienen todas las actuaciones necesarias para un adecuado mantenimiento preventivo (programado), así como aquellas ligadas a la reparación de eventuales fallas, las que involucran al personal técnico y el uso de insumos y repuestos. Para el caso de determinar los recursos involucrados en los mantenimientos programados se emplean tablas típicas para Generadores Diésel, mientras que para definir unos costos ligados a la reparación de fallas se utiliza un modelo aproximado, con base en una confiabilidad típica de 95% para estos equipos.

Tabla 35. Duración y Repuestos por Actividad de Mantenimiento Preventivo

Período Mantención	Duración (horas)	Repuestos (USD/kW)	Nº de Mantenciones Ciclo de 10.000 hrs
250 hrs	6	1,30	40
2.000 hrs	7	1,80	5
5.000 hrs	24	3,50	2
10.000 hrs	128	5,00	1
Valores Medios por evento, cada 250 hrs.	9,4	1,52	-

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

Para efectos de estimar la mano de obra comprometida en mantenimiento preventivo, se considerará que ocurre un evento de esta actividad cada 250 horas de operación, el que tiene una duración media de 9,4 horas con un consumo de repuestos equivalente a 1,52 USD/kW.

Horas de Operación Equivalentes: Las horas de operación equivalentes se determinan, considerando la capacidad de generación a plena carga del equipo generador, así como la energía demandada en un período determinado. Esta variable se determina con la siguiente expresión:

$$HAE_i = \frac{E_{ai}}{P_i FC(1 - H_g)}$$

Donde:

HAE_i: Horas Anuales Equivalentes de Operación del generador en la comunidad i.

E_{ai}: Energía anual demandada por la comunidad i

P_i: Potencia Nominal del Generador instalado en la comunidad, en kW.

FC: Factor de Carga

Hg: Holgura de diseño del generador.

Realizando este cálculo para los generadores instalados en las 339 comunidades, las HAE fluctúan entre las 1.046 y 8.667 horas, con un promedio de 5.003 horas anuales equivalentes.

Con el valor de HAE, calculado para cada comunidad i, se calcula la cantidad de visitas técnicas requeridas para el mantenimiento preventivo, por año.

$$VTA_i = \frac{HAE_i}{TM}$$

Donde:

VTA_i: Visitas técnicas anuales requeridas en la comunidad i.

HAE_i: Horas Anuales Equivalentes de operación del generador en la comunidad i.

TM: Período de mantenimiento. En Horas. P ej: Mantenimiento cada 250 horas.

Con esta última expresión, para el universo de 339 comunidades evaluadas, la cantidad de visitas técnicas anuales fluctúa entre 4 y 35 visitas de mantenimiento (promedio 20), que se muestran en el siguiente gráfico estadístico de distribución de frecuencia, cubriendo desde el cambio de aceite y filtro de aceite, cada 250 Horas de Operación Equivalente, hasta mantenimientos mayores cada 10.000 horas equivalentes. No se incluye el Overhaul por tener costos no comparables con el resto de los mantenimientos (relación 100 a 1).

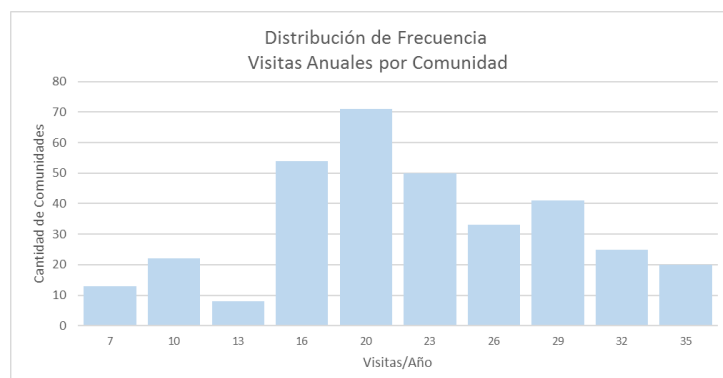


Figura 18. Distribución de Frecuencia de las Visitas Técnicas anuales por comunidad.¹¹

¹¹ Típicamente una comunidad debe ser visitada 20 veces por año, pudiendo llegar hasta 35 veces para aquellos generadores usados más intensamente.

Costo Mano de Obra Mantenimiento Preventivo

Habiendo determinado la cantidad de visitas técnicas requeridas para el mantenimiento de los equipos generadores en cada comunidad, así como su duración media (Tabla 40), el costo en mano de obra queda determinado por tres componentes: Valor de las Horas Hombre, Viáticos y Costo de los Traslados.

$$CMO_{ai} = VTA_i N_T \left((2T_a + T_m) \left(V_{hh} + \frac{VV}{HLD} \right) + C_{Ti} \right)$$

Donde:

CMO_{ai}: Costo de la Mano de Obra anual para mantenimiento del generador instalado en la comunidad i.

VTA_i: Visitas Técnicas Anuales necesarias para el mantenimiento del generador instalado en la comunidad i.

N_T: Número de técnicos por visita. Técnicos/Visita

T_a: Tiempo de acercamiento, en Horas, a la comunidad i, desde las oficinas centrales de la EED.

T_m: Duración media, en Horas, de la actividad de mantenimiento.

V_{hh}: Valor de la hora hombre, en USD/H-H

VV: Valor del Viático diario por persona, en USD/día.

HLD: Horas Laborales Diarias, Horas/Día

C_{Ti}: Costo medio del traslado, ida/vuelta, de un técnico, desde la EED a la comunidad i. USD/Técnico.

Costo de la Mano de Obra para el Overhaul.

Para el caso de la actividad de mantenimiento mayor, denominada Overhaul, se considera un total de 15.000 horas equivalentes de operación en cada equipo y se determina, para cada comunidad, la periodicidad, en años, con que dicha actividad se ejecutaría.

$$Toh_i = \frac{15.000}{HAE_i}$$

Donde:

Toh_i: Período entre actividades de Overhaul, en Años.

HAE_i: Horas Anuales Equivalentes de operación del generador instalado en la comunidad i.

En cada año correspondiente, el costo adicional en Mano de Obra se calcula, asumiendo que se realiza una visita exclusiva con este propósito, con una duración típica de 3 días.

$$CMOoh_i = N_{Toh} \left((2T_a + D_{oh}) \left(Vhh + \frac{VV}{HLD} \right) + C_{Ti} \right)$$

Donde:

CMOohi: Costo Mano de Obra adicional, el año que corresponde ejecutar la actividad de Overhaul.

NToh: Número de técnicos que participan en el Overhaul del generador.

Ta: Tiempo de acercamiento a la comunidad i, desde la EED, en Horas.

Doh: Horas de duración del Overhaul (3x8 horas).

Vhh: Valor de la Hora-Hombre, en USD/HH.

HLD: Horas laborales por día.

CTi: Costo del traslado, ida/vuelta por cada técnico que visita la comunidad i.

Costo Mano de Obra en Reparación del Generador

Un equipo generador, según fabricantes, tiene una confiabilidad típica de 95%, por lo que se espera que el 5% del tiempo de operación de un generador, éste se encuentre no disponible por mantenimiento o por fallas. Además, típicamente se espera que una falla dure 4 días, más el tiempo de acercamiento a la comunidad.

Así:

$$Disp = \frac{HAE_i - (VTA_i T_m + \lambda_{gi} T_{fi})}{HAE_i} \quad (A)$$

Donde:

Disp: Disponibilidad típica de 0,95.

HAEi: Horas Anuales Equivalentes de Operación

VTAi: Visitas Técnicas Anuales por Mantenimiento Preventivo del generador instalado en la comunidad i.

Tm: Duración media de un mantenimiento preventivo, en Horas.

λ_{gi} : Tasa de Fallas/año del equipo generador instalado en la comunidad i.

Tfi: Duración media de una falla del equipo generador. Incluido el tiempo de acercamiento a la comunidad i, y el tiempo de reparación en horas.

De la expresión (A), y considerando una disponibilidad típica de 95%, así como el resto de los parámetros, se puede despejar la tasa de falla del generador, según la expresión (B):

$$\lambda_{gi} = \frac{1}{T_{fi}} (HAE_i(1 - Disp) - VTA_i T_m) \quad (B)$$

Aplicando la expresión (B), a los generadores hipotéticamente instalados en las 339 comunidades evaluadas, se deducen tasas de falla que van desde 0,1 a 1,0 fallas/año, con promedio 0,57 fallas/año, según se resume en el siguiente gráfico de distribución de frecuencias de la tasa de falla.

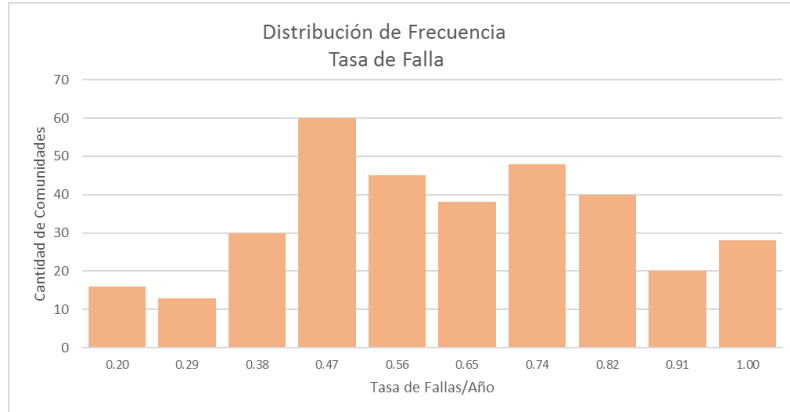


Figura 19. Distribución de Frecuencia de la Tasa de Falla anual estimada por comunidad

Con esto, el costo de la mano de obra para reparaciones por falla se estima según la siguiente expresión:

$$CMOrep_i = \lambda_{gi} * N_{Trep} \left((2T_a + D_{rep}) \left(V_{hh} + \frac{VV}{HLD} \right) + C_{Ti} \right)$$

Donde:

$CMOrep_i$: Costo anual de la mano de obra destinada a reparación de fallas del generador instalado en la comunidad i .

λ_{gi} : Tasa de Fallas/año del equipo generador instalado en la comunidad i .

N_{Trep} : Cantidad de técnicos necesarios para la reparación del generador.

T_a : Tiempo de acercamiento a la comunidad, en horas.

D_{rep} : Duración de la reparación, en horas. En este caso, 4 días se debe interpretar como 4 x 8 horas, pues son 8 las horas laborales diarias.

V_{hh} : Valor de la Hora-Hombre (USD/HH).

VV : Valor del viático diario por Técnico.

HLD : Horas Laborales Diarias.

CTi: Costo medio del traslado, ida/vuelta por cada técnico que visita la comunidad.

Resultado Costo Operacional Mano de Obra

Considerando todos los ítems del Costo de la Mano de Obra, involucrada en el mantenimiento preventivo, Overhaul y reparaciones de los equipos generadores instalados en las 339 comunidades evaluadas, se obtiene un costo anual de USD 2,46 Millones, cuya desagregación por empresa se muestra en el gráfico siguiente.

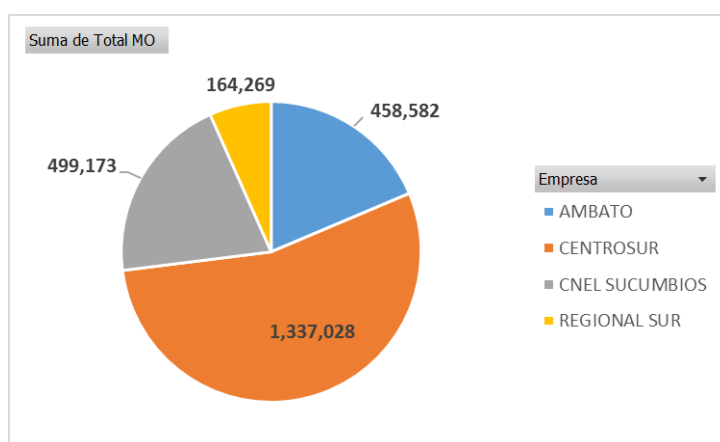


Figura 20. Costo Operacional Mano de Obra anual, en USD, por empresa.

Costo Repuestos

Se estima a grandes rasgos, un costo operacional ligado al uso de repuestos e insumos (filtros, sellos, baterías de arranque, etc.) que permiten mantener operativo al equipo generador, según recomendaciones de sus fabricantes. Esta estimación, corresponde a un valor unitario medio respecto de la capacidad del equipo en USD/kW.

Tabla 36. Costo Unitario Repuestos, según tipo de mantenimiento

Tipo de Actividad	Costo Medio de Repuestos/insumos (USD/kW)
Mantenimiento Menor	1,5
Reparación	18,2
Overhaul	152

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada

Resultado Costo Operacional Repuestos

Con estos parámetros, se estima unos costos anuales por adquisición de repuestos e insumos de USD 122,6 mil, que se distribuyen por empresa según el siguiente gráfico.

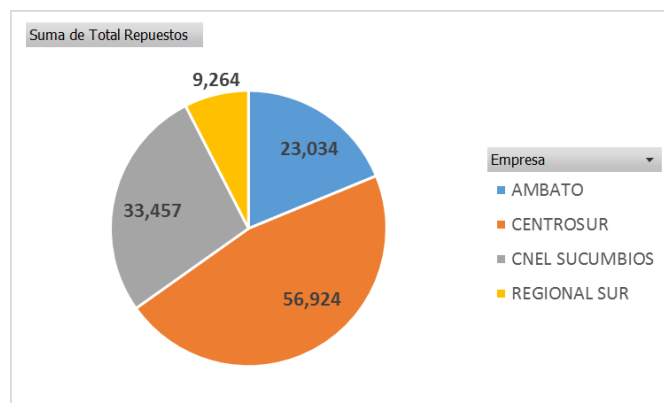


Figura 21. Costo Anual en adquisición de repuestos e insumos para mantenimiento, en USD, por empresa.

Costo del Lubricante

En cada visita técnica (cada 250 hrs, de operación equivalente) debe cambiarse el aceite lubricante del motor, cuya cantidad depende del tamaño del equipo generador. La tabla presenta estos costos.

Tabla 37. Costo del Lubricante por visita técnica

Tipo Generador (kW)	Aceite a reponer por visita (Galones)	Valor (USD)
1,7	0,2	2,98
4,5	0,4	6,55
13	2,2	33,77

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada

Costo Reposición Periódica del Equipo Generador

Los equipos generadores diésel tienen una vida útil imprecisa, puede ir desde los 5 años, hasta los 10 años, según fuentes diversas. Para el caso de este análisis se considera una vida útil de 10 años, tal que, cumplidas las horas equivalentes, el equipo electrógeno debe reemplazarse por uno nuevo.

Horas Equivalentes a 10 años = 50.000 horas, (operando, en promedio, al 60% de la potencia nominal, según se ha definido sus capacidades)

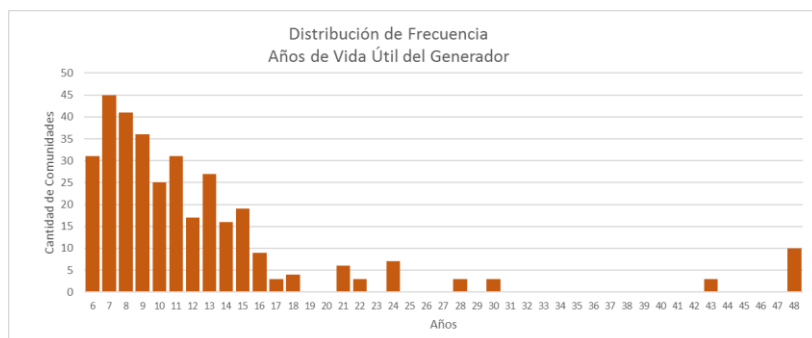


Figura 22. Años de Vida útil de un generador térmico para las 339 comunidades evaluadas.¹²

El costo operacional anual, se estima como la provisión de una suma tal que permite reponer el equipo de generación una vez cumplida su vida útil. Para ello, se considera el valor de mercado de los generadores elegidos para este análisis.

Tabla 38. Valor de Reposición Generadores

Potencia (kW)	Valor de Mercado (USD)
1,7	1.000
4,5	2.200
13	8.000

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada

Con este antecedente, para cada comunidad se calcula una provisión anual (PVi), según la expresión (C), correspondiente al valor actual del equipo generador a reponer:

$$VAg_i = \sum_{t=1}^{N_i} \frac{PV_i}{(1 + td)^t} \quad (C)$$

Donde:

VAg_i: Valor Actual del Equipo Generador instalado en la comunidad i.

N_i: Vida útil estimada para el generador instalado en la comunidad i, en años.

PV_i: Provisión anual constante, necesaria para reemplazar el generador instalado en la comunidad i, al término de cada ciclo de vida útil.

td: Tasa de descuento financiera (12%).

Al resolver la sumatoria y despejar PV_i, de la expresión (C), se tiene que:

$$PV_i = \frac{VAg_i * td}{1 - (1 + td)^{-N_i}}$$

Resultado Valor Provisión Anual para reposición del Generador

¹² Aplicando los conceptos anteriores, este límite operacional se cumple entre los 6 y 48 años, con un promedio de 12 años.

El valor anual de la provisión estimada, para las 339 comunidades evaluadas, alcanza un total de USD 133 mil, que se distribuye por empresa, según el siguiente gráfico.

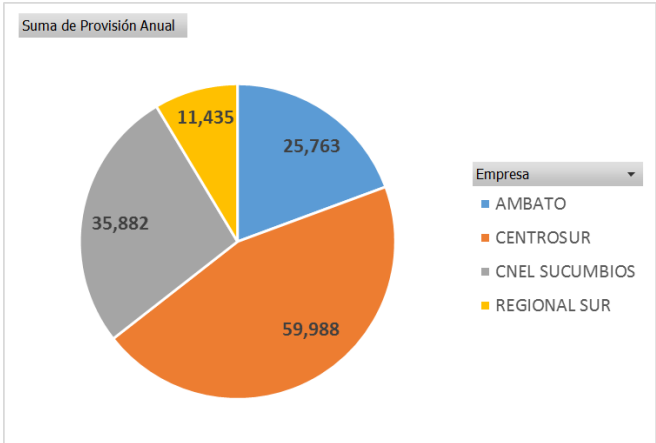


Figura 23. Provisión anual, en USD, para reposición de los generadores instalados en las comunidades atendidas por cada empresa.

Resumen Costo Operacional y Comparación del Déficit Tarifario de los sistemas SFV

Considerando todos los componentes del costo ya descritos, se presenta un resumen anual de los mismos, por ítem y por empresa, así como su relación con los ingresos.

Tabla 39. Costo Operacional Anual (USD). Generación Térmica Convencional Simulada, distribuida en 339 comunidades de la Región Amazónica.

Empresa	Combustible	Mano de Obra	Repuestos/ Insumos	Provisión Anual	Total
AMBATO	422.667	458.582	32.515	25.763	939.526
CENTROSUR	526.090	1.337.028	78.905	59.988	2.002.012
CNEL SUCUMBIOS	262.452	499.173	47.737	35.882	845.244
REGIONAL SUR	82.099	164.269	13.600	11.435	271.402
TOTAL	1.293.308	2.459.052	172.756	133.068	4.058.185

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

Estos costos operacionales, asociados a la generación térmica distribuida, está relacionada con los mismos niveles de consumo y relaciones tarifarias detalladas a continuación:

Energía Anual: 1,6 GWh.

Tarifa Media Aplicada:

Tarifa Vigente: 0,089 USD/kWh

Tarifa con Subsidio T. Dignidad: 0,041 USD/kWh

Recaudación: 99,53%

De esta forma, se determina el déficit tarifario asociado con la producción de energía con generación térmica convencional. Los fines comparativos de este ejercicio; y su resultado se

presenta en la Figura 24 y una comparación con la opción fotovoltaica con monitoreo remoto, en la Figura 25:

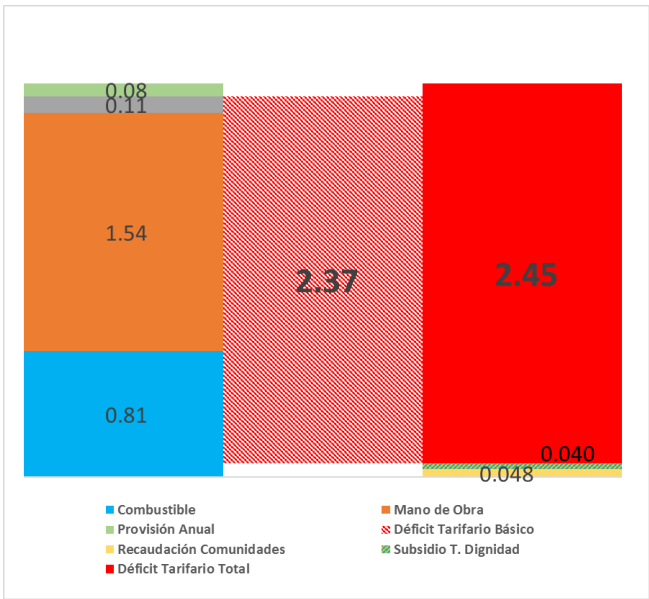


Figura 24. Costo Operacional unitario y Déficit Tarifario (USD/kWh) de la opción con Generación Térmica Convencional distribuida en 339 comunidades de la Región Amazónica.

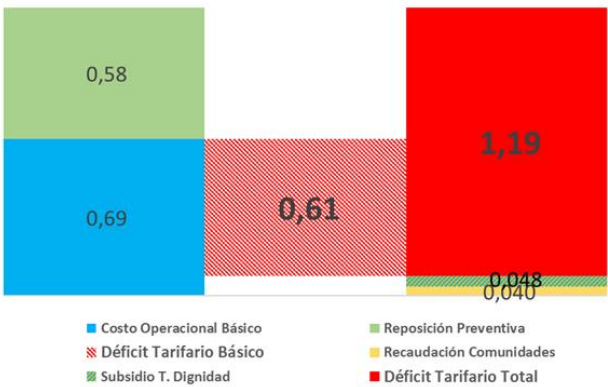


Figura 25. Costo Operacional unitario y Déficit Tarifario (USD/kWh) de la opción con Generación Fotovoltaica y monitoreo remoto distribuida en 339 comunidades de la Región Amazónica.

Claramente, el déficit tarifario de 2,45 USD/kWh correspondiente a la opción con generación convencional, supera sobre 2 veces, el déficit tarifario de 1,19 USD/kWh calculado en esta investigación para la mejor opción con Generación Fotovoltaica (esto es, con monitoreo remoto).

Costos Sociales Relevantes de la Generación Térmica Convencional

A manera referencial, se destaca que la generación térmica convencional presenta por lo menos 2 grandes costos sociales que no figuran en los métodos de generación fotovoltaica:

- Subsidio al combustible
- Emisión de CO₂

Subsidio al Combustible. -

Por cada galón de combustible diésel que alimenta los generadores instalados en las comunidades, el Estado Ecuatoriano cubre un subsidio de unos 2,6 USD/Galón, dado que el precio internacional del Diésel es de 3,48 USD/Galón y el precio de mercado es de 0,91 USD/Galón. Con esto, y para un consumo anual de combustible de 0,23 Millones de galones, el costo país por este subsidio, alcanza los USD 593,7 mil anuales.

Emisiones de CO2. -

Según los factores de emisión por tipo de combustible del IPCC13 2006, citados por el estudio “Factor Anual de Emisión de CO2 Producido por el Parque Generador del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador” elaborado por el CENACE y la Escuela politécnica Nacional, para el período 2009-2014, el combustible Diésel emite 10×10^{-3} TonCO2/Gal.

Así, con la cantidad de este combustible quemado para la generación eléctrica, se emitirían 2.306,7 TonCO2 anualmente a la atmósfera amazónica.

El costo social, que este nivel de emisiones puede tener, se ha previsto por diversos estudios especializados abarcando efectos negativos como una reducción de la productividad agrícola o daños a la salud de las personas ligados con el calentamiento global.

Propuestas de financiamiento para la sostenibilidad de los proyectos de electrificación de zonas aisladas con tecnología SFV

Tal como se ha visto hasta este punto, la electrificación rural de zonas aisladas con tecnología SFV, resulta mucho más económica que una electrificación basada en generación térmica convencional distribuida en la Región Amazónica. Esto, ha permitido vislumbrar costos sociales que serán evitados por un desarrollo con energía limpia.

No obstante, pese a todos los esfuerzos por reducir el Costo Operacional de estos sistemas (con iniciativas como el monitoreo remoto), persiste un déficit equivalente de 1,19 USD/kWh que, de no compensarse desde el propio mercado eléctrico o algún mecanismo de subsidios sustentables, el proyecto de electrificación SFV mantiene por lejos una condición de insostenibilidad financiera.

En los próximos párrafos, se abordan 3 posibles soluciones de mecanismos tendientes a garantizar la sostenibilidad:

- Incorporar los Costos Operacionales de la Generación Fotovoltaica Amazónica a los Costos Medios de Generación.
- Establecer un subsidio cruzado tarifario, en que participan todos los clientes pertenecientes a las 4 empresas que cubren las necesidades de la Región Amazónica.

¹³ Intergovernmental Panel on Climate Change [Panel Intergubernamental del Cambio Climático]

- Establecer un subsidio estatal compensado sobre la base de los ahorros sociales vinculados a un desarrollo de electrificación aislada con SFV y asimilar el resto del déficit como Costos de Generación del sector eléctrico a nivel país.

Para cada opción, se plantea el mecanismo, métodos sugeridos de cálculo, así como el impacto en los diferentes actores del sector: Gobierno, Empresas de Generación, Empresas de Distribución y Clientes.

Opción 1. Incorporación de los CO&M a los Costos Medios de Generación

Esta opción se basa en la interpretación de que la energía producida de forma distribuida por los equipos Solares Fotovoltaicos dispuestos en las comunidades aisladas de la Región Amazónica, así como todas las actividades tendientes a sostenerla en el tiempo, pertenecen mayoritariamente a la actividad de Generación de Energía. De esta forma, independientemente de que la responsabilidad de gestión recaea hoy sobre las empresas de distribución y comercialización de energía, los Costos de Operación y mantenimiento, preventivo y correctivo, de los SFV pueden ser considerados como Costos de Generación que pueden sumarse a los Costos Medios de Generación, utilizados como base única para el cálculo de la tarifa única que rige los consumos de energía en todo el país.

Con esto, el Costo Medio de Generación puede alterarse considerando una expresión como la siguiente:

$$CMG_1 = \frac{CMG_0 E_0 + CO_{SFV} E_{SFV}}{E_0 + E_{SFV}}$$

Donde:

CMG1: Costo Medio de Generación (USD/kWh) que incorpora los Costos Operacionales de la Generación de los SFV distribuidos en la Región Amazónica.

CMG0: Costo Medio de Generación Original. (0,03762 USD/kWh. Costos del Servicio Eléctrico 2015, publicados por ARCONEL)

E0: Energía generada anual en el SNI

COSFV: Costo Operacional Unitario Anual Equivalente (Operación y Mantenimiento), en USD/kWh, del mejor escenario (con monitoreo remoto) proyectado para los SFV distribuidos en las comunidades aisladas de la Región Amazónica. No incluye los costos de comercialización incurridos por las EED's.

ESFV: Energía anual servida (en kWh) por los SFV distribuidos en las comunidades aisladas de la Región Amazónica.

La tabla muestra las cifras relevantes levantadas hasta este momento por las distintas etapas, así como un ejemplo de aplicación del cálculo propuesto como

Efecto Combinado:

Tabla 40. Adición de Costos SFV al Costo Medio de Generación

Sistema Interconectado Nacional		Comunidades Aisladas		Efecto Combinado	
CMG0 (USD/kWh)	E0 (GWh)	COSFV (USD/kWh)	ESFV (GWh)	CMG1 (USD/kWh)	E1 (GWh)
0,03762	18.942,59	1,27	1,61	0,03773	18.944,20

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

La Tabla 40 refleja el efecto marginal de la adición de los Costos Operacionales SFV, de al menos 339 comunidades evaluadas, al Costo Medio de Generación, el cual experimenta un incremento de 0,28%. Esto equivale a unos USD 2,5 Millones anuales de recaudación a nivel país, que los mecanismos de liquidación deberían hacer llegar a las empresas que están incurriendo efectivamente en el costo operacional de los SFV. En este caso, mientras no se altere la responsabilidad ya definida, corresponde a cada EED con gestión en la Región Amazónica.

Nótese que la tarifa general experimentaría un incremento de tan sólo 0,12%, dado que el Costo Medio de Generación representa un 43,8% de los costos del servicio eléctrico.

Tabla 41. Impactos esperados de la Opción 1

Entidad	Impacto Esperado
Gobierno	Paga el subsidio tarifa dignidad a los clientes residenciales de las comunidades. Recibe los beneficios de la venta de Bonos de Carbono, unos USD 84 mil anuales, que vienen a reforzar el Presupuesto General del Estado.
MERNNR, ARCONEL, Ministerio de Finanzas	Desarrollar y operar el sistema de liquidación de los Costos Operacionales de los SFV a partir de la recaudación mensual.
Empresas de Distribución	Incurren en el gasto, y ejecutan la operación y mantenimiento de los SFV, y esperan reembolso de los mismos desde el Ministerio de Finanzas. Llevan un registro separado y normalizado de todos los gastos incurridos para operar y mantener los SFV informándolos oportunamente al Ministerio de Energía.
Cientes Regulados del SNI	Experimentan un incremento tarifario de 0,12%, que para un cliente residencial representaría un adicional aprox. de 1,06 centavos de USD por cada 100 kWh de consumo, en su factura mensual y la convicción de estar aportando al desarrollo de las comunidades de la Región Amazónica.
Cientes de las Comunidades Aisladas	Contarían con un servicio de energía sostenible, pagando la misma tarifa que el resto del país, incluido el subsidio de tarifa dignidad para el que califican todas las familias consideradas hasta este momento.

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada

Propuesta Mecanismo de Liquidación

Un mecanismo de liquidación mensual debería tener al menos los siguientes componentes:

- Registro actualizado de comunidades e instalaciones, por EED.
- Mecanismo de registro auditable de costos de operación y mantenimiento de los sistemas de electrificación rural fotovoltaica de comunidades aisladas.
- Sistema de información centralizado para la contabilización mensual de gastos incurridos por cada EED.
- Cálculo mensual de la porción de recaudación nacional de los cargos por generación pagados por todas las EED, que corresponde a los costos operacionales de los SFV de comunidades aisladas en la Amazonía.

Pago a cada EED, en función de los clientes SFV registrados.

Algunos meses este aporte será deficitario y otros meses será excedentario para las EED, mismas que deberán administrar este capital de tal forma de cubrir adecuadamente sus costos de mantenimiento preventivo, tanto como el recambio periódico de componentes.

Un dato relevante es actualizar el registro de COyM, energía y clientes de cada EED a cargo de los sistemas fotovoltaicos aislados, de forma de llevar un adecuado reparto de la recaudación correspondiente al costo de Operación y Mantenimiento de los SFV aislados. En principio, estos parámetros son los que resume la siguiente tabla. En ella, se define el monto a repartir de forma anual, en cada EED, y por cada cliente servido con SFV en la Amazonía.

Tabla 42. Desagregación de Recaudación Costos SFV Aislados

	Energía Anual (GWh)	COyM USD/kWh	Clientes	kWh anual /Cliente	USD anual /Cliente
EEAmbato	0,3	1,24	1138	263,6	326,9
EECentro Sur	0,75	1,29	3355	223,5	288,4
CNEL Sucumbíos	0,44	1,1	1528	288,0	316,8
EERegional Sur	0,12	1,81	289	415,2	751,6
TOTAL	1,61	1,27	6310	255,2	324,0

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

Opción 2. Subsidio cruzado entre clientes de cada empresa de distribución involucrada.

Las empresas que sirven a la Región Amazónica verán incrementado su Costo Medio de Distribución, una vez masificada la solución Solar Fotovoltaica para la electrificación de las familias más aisladas de sus respectivas zonas de concesión. Esto alterará ciertamente su nivel de excedente/déficit tarifario de base, luego de incorporar los Costos de Generación de la EE Galápagos a los Costos Medios de Generación.

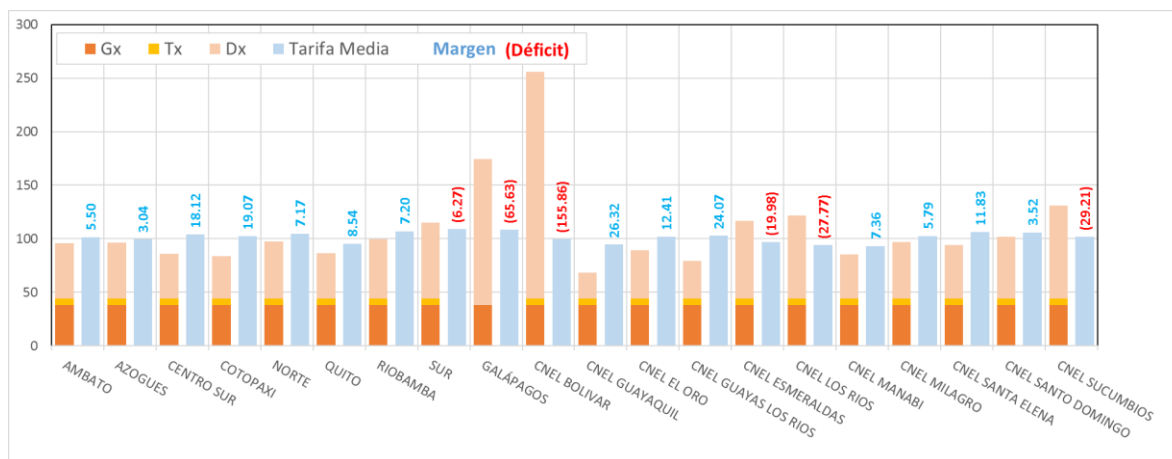


Figura 26. Estimación del Margen (o Déficit) Tarifario en USD/MWh, por cada EED, luego de distribuir los Costos de Generación de EE Galápagos en el Mercado del SNI. ¹⁴

Con este antecedente y bajo la premisa de no modificar la condición de excedente/déficit actual de las 4 empresas involucradas, se propone una Tarifa Diferenciada para los clientes regulados de cada una de esas empresas, en función del incremento del costo de distribución esperado.

Fórmula general aproximada:

$$TAR_{1i} = TAR_{0i} + \left(\frac{CMD_{0i}E_{0i} + CO_{SFVi}E_{SFVi}}{E_{0i} + E_{SFVi}} - CMD_{0i} \right)$$

Donde:

TAR_{1i}: Tarifa Media Diferenciada para la empresa i. (USD/kWh)

TAR_{0i}: Tarifa Media vigente (Precio Medio de Venta), aplicada a los clientes regulados de la empresa i. (USD/kWh)

CMD_{0i}: Costo medio de distribución de la empresa i. (USD/kWh)

E_{0i}: Energía original anual vendida a los clientes regulados de la empresa i. (kWh)

COSFV_i: Costo Operacional anual Unitario (USD/kWh) de la totalidad de comunidades aisladas amazónicas servidas con tecnología SFV por la empresa i.

ESFV_i: Energía anual servida por tecnología SFV a las comunidades aisladas amazónicas dentro de la zona de concesión de la empresa i. (kWh)

Aplicando esta fórmula a los datos disponibles:

Costos del Servicio Eléctrico 2015 (ARCONEL)

Estadística Anual y Multianual 2015 (ARCONEL)

¹⁴ Las Empresas de Distribución que sirven a la Amazonía presentan resultados diversos: Positivo, en el caso de EE Ambato (+5.50 USD/MWh) y EE Centro Sur (+18.12 USD/MWh); mientras que la EE Regional Sur y Cnel-Sucumbíos presentan déficits de -6.27 USD/MWh y -29.21 USD/MWh, respectivamente.

Se obtienen los siguientes valores de una propuesta de tarifa diferenciada por empresa, que conserva el Estatus Quo del margen o déficit actual:

Tabla 43. Opción 2, Propuesta Tarifa Diferenciada (TAR1) por empresa que sirve la Amazonía

Empresa	Datos Empresa 2015			Comunidades Aisladas		Efecto Combinado Nueva Tarifa		
	TAR0* (USD/kWh)	CMD0 (USD/kWh)	E0 (MWh)	COSFV** (USD/kWh)	ESFV (MWh)	TAR1 (USD/kWh)	E1 (MWh)	Alza Tarifaria
AMBATO	0,1014	0,0516	604.510,5	1,2350	302,0	0,1020	604.812,45	0,58%
CENTRO SUR	0,1039	0,0414	996.605,6	1,2900	746,2	0,1048	997.351,81	0,90%
CNEL SUCUMBIOS	0,1020	0,0869	279.900,3	1,1040	438,6	0,1036	280.338,87	1,56%
REGIONAL SUR	0,1089	0,0709	319.278,5	1,8120	121,4	0,1095	319.399,95	0,61%
TOTAL	0,1037	0,0543	2.200.294,8	1,2684	1.608,3	0,1046	2.201.903,1	0,85%

*. TARIFA MEDIA (TAR0 y TAR1) incluyen cargo fijo, y representan el Precio Medio de Venta de la energía al dividir la Facturación Anual por la Energía Vendida.

**. El Costo Operacional Unitario, corresponde al escenario con Monitoreo Remoto

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

Se observa que el alza tarifaria propuesta, promedia un 0,85% para las 4 empresas de distribución involucradas, siendo la mayor de ellas para CNEL-Sucumbíos con un 1,56% de alza.

Tabla 44. Impactos esperados de la Opción 2

Entidad	Impacto Esperado
Gobierno	Paga el subsidio tarifa dignidad a los clientes residenciales de las comunidades.
MEER, ARCONEL, Ministerio de Finanzas	Cálculo y puesta en vigencia de nuevas tarifas que aplican a las empresas que sirven la Región Amazónica.
Empresas de Distribución	La mayor parte de las empresas no percibe cambio. Las EEDs que sirven la Amazonía, gestionan los SFV de las comunidades aisladas y se financian de la recaudación que reconoce una mayor tarifa para estas 4 empresas.
Cientes Regulados del S.N.I	La mayor parte de los clientes regulados del SNI no percibe cambio. Los clientes regulados de las 4 EEDs que sirven la Región Amazónica, experimentan un incremento tarifario promedio de 0,85%, que para un cliente residencial representaría un adicional aprox. de 8,8 centavos de USD por cada 100 kWh de consumo, en su factura mensual y la convicción de estar aportando al desarrollo de las comunidades de la Región Amazónica. El mayor efecto, se percibe para los clientes de CNEL Sucumbíos, que pagarán 15,9 centavos de dólar más por cada 100 kWh consumidos.
Cientes de las Comunidades Aisladas	Contarían con un servicio de energía sostenible, pagando la misma tarifa que el resto de clientes regulados de la EED que los atiende, incluido el subsidio de tarifa dignidad para el que califican todas las familias consideradas hasta este momento.

Fuente: Mecanismo de financiamiento para sistemas de electrificación rural aislada.

Desventaja de la Opción 2: En Ecuador rige el principio de Tarifa Única, que se torna en un obstáculo, especialmente si esta solución busca aumentar la tarifa a clientes por el solo hecho de compartir empresa de distribución con las comunidades de la Región Amazónica. Este recargo, de hecho, sólo podría incorporarse de forma adicional en la planilla eléctrica lo que no corresponde a lo indicado en esta opción, pues se están incrementando los Costos Medios de Distribución y no sus costos fijos. En este sentido, es más recomendable la opción 1 que, aunque implica un cierto incremento tarifario, este afecta a toda la nación por igual y en una menor proporción.

Modelo de seguimiento y evaluación de la sostenibilidad de los proyectos aislados renovables implementados en zonas rurales de la amazonia con ayuda de criterios e indicadores específicos.

El gobierno del Ecuador, planifica proyectos emblemáticos con incidencia regional y nacional, generando energías limpias y amigables con la naturaleza, tornando al sector energético en un eje de desarrollo estratégico que busca asegurar la soberanía y eficiencia del sector energético para la transformación industrial y tecnológica a través del incremento de la representatividad de los proyectos energéticos con energías renovables, a través de la gestión adecuada de la demanda de energía con la finalidad de que sean sostenibles en el tiempo y que sean productivos para que

garanticen el abastecimiento y disminuya los riesgos de desabastecimiento. Estos elementos se encuentran asociados a factores sociales, debido a que el incremento de la población es directamente proporcional a la demanda de electricidad, de allí la relevancia de promover la implementación de medidas para la sustitución progresiva de las fuentes de distribución energética sobre criterios de sostenibilidad económico-financiera y sustentabilidad ambiental.

El Estado de los elementos sociales del proyecto de electrificación fotovoltaica para zonas aisladas de la Región Amazónica del Ecuador, en particular los orientados en mejorar las capacidades locales para diseñar, evaluar, implementar y gestionar proyectos con energías renovables han sido analizados en base a la información referida a Estudios, Consultorías, Proyectos y Anexos, Documentos Oficiales Nacionales e Internacionales con relación a la Matriz de Resultados de la operación.

Para el desarrollo de un modelo propio de seguimiento y evaluación se ha iniciado con un análisis del Eje programático que sostiene el proyecto, para presentar la corresponsabilidad con las metas a alcanzar. En el análisis de la información existente, se han considerado los parámetros e indicadores sociales de diversos proyectos desarrollados por el Estado ecuatoriano, entre los que podemos destacar: EUROSOLAR, PROMEC, INGENIERÍA SIN FRONTERAS y CAPCOA, para de esta manera determinar los factores que intervienen en el diseño de los indicadores y variables sociales para la elaboración de proyectos con Sistemas Fotovoltaicos.

Mediante el uso de la energía renovable, se busca ampliar la cobertura en electrificación, reducir la presión sobre el ambiente, reducir los costos de producción energética para incrementar la productividad y competitividad de los sectores productivos de las comunidades. En base a los indicadores de impacto del proyecto Global Environment Facility (GEF), se han considerado indicadores base asociados a los temas sociales para dar seguimiento a la sostenibilidad de un proyecto:

Tabla 45. Indicadores de impacto y resultado del área social presentes en la Matriz de resultados del proyecto.

Indicadores de impacto	Reducción de los gastos energéticos de las familias beneficiadas.
	Aumento de la cobertura eléctrica en las áreas rurales.
Indicadores de resultado	Miembros de la comunidad capacitados para las actividades de O&M.
	Técnicos públicos entrenados para las actividades de O&M.
	Hogares con acceso a Energía Eléctrica.
	Escuelas con acceso a Energía Eléctrica.

Fuente: Informe Final de los Elementos Sociales

Contexto nacional y lecciones aprendidas de EUROSOLAR, INGENIERÍA SIN FRONTERAS, PROMEC, CAPCOA Y FEDETA

En el Ecuador existen aún algunas comunidades de la región amazónica que no cuentan con acceso a la red eléctrica convencional, y los sistemas fotovoltaicos representan una alternativa para el desarrollo significativo en la demanda de energía renovable, para hacer frente a la necesidad básica de electricidad en zonas rurales y aisladas. En el marco de la creciente demanda eléctrica, debido en parte al incremento poblacional en las zonas aisladas del Ecuador, se generan proyectos de electrificación fotovoltaicos, sostenibles, económica y ambientalmente, que

incrementan la cobertura eléctrica residencial de las comunidades e incluyen los factores que se muestran en la Figura 27.

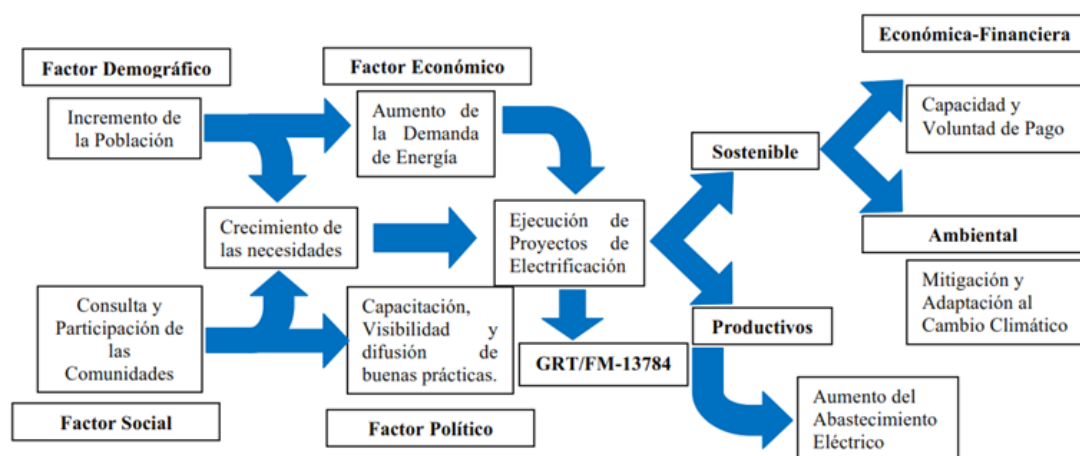


Figura 27. Factores que intervienen en el diseño de proyectos de EFV en la RAE

Según el estudio de “Diagnostico Social para la Elaboración de Línea Base de Evaluación de Impacto y Seguimiento”, los criterios de sostenibilidad y productividad, requieren de una Línea Base para la Evaluación de Impacto y Seguimiento de proyectos de electrificación con SFV en Zonas Aisladas, que tome en cuenta la determinación de los indicadores y variables sociales de la estructura legal e institucional del Ecuador como se observa en la Figura 27, y vincularlo con la matriz de resultados del proyecto y complementarlo con los trabajos realizados previamente, principalmente para tener información sobre el Estado de los sistemas, y la capacidad institucional y comunitaria para mantenerlos, pues no se sabe actualmente cuántos sistemas fotovoltaicos instalados están funcionando adecuadamente y a cuántos hogares de las parroquias intervenidas por el proyecto aún no son electrificadas.

Tabla 46. Sistematización de los indicadores del componente social para la elaboración de una Línea Base de Evaluación de impacto y seguimiento.

Metas propuestas	Indicador
Prevenir la contaminación ambiental a través de la promoción de la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles	Mayor participación de energías renovables sostenibles. Estrategias de prevención de la contaminación ambiental. Promoción del ahorro y la eficiencia energética. Demanda de la energía renovable.
Reducir la vulnerabilidad económica ambiental con énfasis en grupos de atención prioritaria a través de la implementación de medidas de mitigación y adaptación al cambio climático	Deposición de desechos sólidos. Sistema de recolección de aguas servidas. Deposición de aguas negras.
Diversificar y generar mayor valor agregado en la producción nacional	Impulsar y fortalecer las industrias estratégicas claves y sus encadenamientos productivos Potencia instalada renovable. Vocación productiva de los territorios y su diversidad poblacional. Estrategias de aprendizaje colectivo. Fortalecer y desarrollar la industria de astilleros. Generación de capacidades técnicas y de gestión.
Reestructurar la matriz energética bajo criterios de transformación de la matriz productiva, inclusión, calidad, soberanía energética y sustentabilidad, con incremento de la participación de energía renovable	Cuantificar el potencial de recursos de energías renovables para generación eléctrica, a través de biomasa, eólica, geotermia, entre otras.

Fuente: Informe Preliminar de los Elementos Sociales.

Tabla 47. Matriz de Indicadores Sociales de las fuentes consultadas que atienden a los Indicadores Sociales de Impacto y Resultado del proyecto

Programas y Proyectos Revisados		Programa de Energización Rural y Electrificación Urbano-Marginal FERUM I[1] (EC-L1087) ^[2]	Programa de Energización Rural y Electrificación Urbano-Marginal FERUM[1] II (EC-L1128)	Apoyo al Programa de Electrificación Rural del Ecuador EC-T1235	Convenio de financiamiento no reembolsable de Inversiones del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) GRTFM-13784-EC	Contrato de Préstamo No. 3087/OC-EC
Indicadores Sociales de la Matriz de Resultados	Indicadores de Impacto	Reducción de los gastos energéticos de las familias beneficiadas.				
		Aumento de la cobertura eléctrica en las áreas rurales.	i. Cobertura del servicio eléctrico en el país; ii. Cobertura del servicio eléctrico rural; y iii. Cobertura del servicio eléctrico UM.	vib.- Número de Viviendas Sin Servicio con conexión en zonas rurales viC.- Número de Viviendas con Mejoras en el servicio en zonas rurales		
Indicadores de Resultado		Miembros de la comunidad capacitados para las actividades de O&M.	v. Posicionamiento Institucional v.a.- Número de personas capacitadas v.b.- Jornadas de capacitación impartidas			
		Técnicos públicos entrenados para las actividades de O&M.		v. Posicionamiento Institucional v.a.- Número de Personas Capacitadas en los temas: • Responsabilidad Social Empresarial • Gestión Ambiental y Sostenibilidad • Contabilidad General, Financiera y Gerencial • Gestión de Proyectos y Preparación para la certificación con Project Management Professional	i.- Capacitaciones en O&M (Miembros de la Comunidad y Técnicos Públicos)	iii.- Personas (Técnicos y Representantes de la Comunidad) con entrenamiento en la Normativa Técnica de los Equipos.
		Hogares con acceso a Energía Eléctrica.		ii.a.1.-Con Extensión de Red Número de Viviendas sin servicio eléctrico beneficiadas Número de Viviendas con mejoras en el servicio beneficiadas ii.a.2.-Sin Extensión de Red Número de nuevas viviendas atendidas en zonas aisladas con servicio sostenible ER	ii.- Incremento de hogares con energía eléctrica	i.- Porcentaje de familias beneficiadas.
		Escuelas con acceso a Energía Eléctrica.	i. Educación i.a.- Tiempo de los niños dedicado a las tareas/lectura (minutos/día) i.b.- Tiempo de los adultos dedicado a la lectura (minutos/día)	i. Educación i.a.- Tiempo de los niños dedicado a las tareas/lectura (minutos/día) i.b.- Tiempo de los adultos dedicado a la lectura (minutos/día)	i.a.- Tenencia de infraestructura educativa electrificada iii.- Infraestructura comunitaria electrificada	ii.- Número de instalaciones comunitarias electrificadas.

Fuente: Informe Preliminar de los Elementos Sociales

Tabla 48. Matriz de Indicadores Sociales de las fuentes consultadas que atienden a los Indicadores Sociales de Impacto y Resultado del proyecto

Programas y Proyectos Revisados		Cooperación Técnica No Reembolsable No. ATNME-13933-EC	Electrificación rural por medio de un sistema Fotovoltaico-Térmico (Híbrido) y Minired para la comunidad de Bamenó, Aguarico-Orellana	1.- Electrificación rural por medio de un sistema Fotovoltaico-Térmico (Híbrido) y Minired para la comunidad Llanchara, Aguarico-Orellana	Evaluación en Materia de Diseño 2013 del Programa Presupuestario K001 Proyectos de Infraestructura Económica de Electricidad	Articulación energética territorial para poblaciones indígenas de la RAE.
Indicadores Sociales de la Matriz de Resultados	Indicadores de Impacto					
	Reducción de los gastos energéticos de las familias beneficiadas.			i.- Porcentaje de sustitución energética.		
	Aumento de la cobertura eléctrica en las áreas rurales.	i.- Cobertura eléctrica ex ante y ex post. iii.- VCS/VSS y VCMS	i.- Garantizar la proximidad del acceso a la ER		i.- Índice de nueva infraestructura eléctrica ii.- Incremento de capacidad en subestaciones de distribución / Capacidad total instalada en subestaciones de distribución iii.- Avance físico real/Avance físico programado	
Indicadores de Resultado	Miembros de la comunidad capacitados para las actividades de O&M.	iv.- Formación de comités de electrificación				
	Técnicos públicos entrenados para las actividades de O&M.					
	Hogares con acceso a Energía Eléctrica.	ii.- Población Beneficiada	i.- Hogares Electrificados.	i.- Hogares Electrificados.		
	Escuelas con acceso a Energía Eléctrica.		Facilitar el acceso a la información y la comunicación.	i.- Mejoras en las condiciones de educación. iv.- Infraestructura comunitaria electrificada (Escuelas, Centros de Salud, Retenes Policiales, Comedor Escolar y Centros Comunitarios)		.- Beneficios Sociales Exógenos: ia.- Servicios Sociales ic.- Tiempo de aprovechamiento de la estructura educativa. id.- Opciones de estudios con los componentes informáticos.

Fuente: Informe Preliminar de los Elementos Sociales

3.5.2. Propuestas de mejora para el diseño de una Línea Base de evaluación de impacto

Las propuestas de mejora para el diseño de la Línea Base para la evaluación de impacto, se basa en complementar la información de las fuentes revisadas con la información componente del Diagnóstico Social de las 58 comunidades beneficiadas con el programa de electrificación fotovoltaica, a través del siguiente protocolo de actividades:

- Identificar en función del proyecto una definición de Línea Base.
- Elaborar el esquema del Diagnóstico Social que contribuirá a la Evaluación de Impacto
- Diseñar una Matriz de Coherencia entre la información necesaria y la existente que alimente los indicadores del proyecto.

Una vez seguida esta ruta, partiendo de la matriz de priorización hecha sobre la cartera de proyectos presentada por el Ministerio de Energía y la matriz de resultados de la operación, se deben adecuar no solo las definiciones siguientes del sistema de Variables e Indicadores, sino garantizar la relación entre los componentes sociales recabados de cada fuente de información documental secundaria, de la misma forma establecer una definición de línea base y de los criterios centrales del proyecto que permita tener claridad del esquema del Diagnóstico Social para poder finalmente establecer la información necesaria para la Evaluación de Impacto.

Matriz de Coherencia entre la información necesaria, la información existente y la matriz de resultados del proyecto

El análisis de los componentes sociales base, supone relacionar cada criterio del proyecto con las áreas que pretende cubrir la operación y determinar posteriormente, qué objetivo se relaciona con cada una de estas áreas, como se muestra a continuación, seguidamente se plantea, que cada objetivo sea alcanzado a través del reporte sobre un indicador. Para finalmente plantear las variables encontradas en el análisis de los componentes sociales de cada producto.

Tabla 49. Indicadores Necesarios de Sostenibilidad

DIMENSIONES		SOSTENIBILIDAD SOCIAL Y POLÍTICA				
AREAS		HUMANA	SOCIAL	INSTITUCIONAL		AMBIENTAL
METAS		Mejorar la Calidad de Vida de los Beneficiarios	Mejorar la Calidad de Vida de la Comunidad	Fortalecer las EEDD como parte de una industria estratégica clave	Fortalecer los encadenamientos productivos de las industrias estratégicas claves	Prevenir la contaminación ambiental
MATRIZ DE RESULTADOS DEL PROYECTO						
Indicadores de Impacto	Reducción de los gastos energéticos de las familias beneficiadas.	Acceso a la energía eléctrica: 1) % de Hogares con acceso a la Energía Eléctrica en funcionamiento. 2) % de la población con cobertura de Energía Eléctrica	Estrategias de Aprendizaje Colectivo/Conocimiento de las ER/Sensibilización en torno a las ER/Beneficio de las Capacitaciones: 1) % de Escuelas con acceso a la Energía Eléctrica en funcionamiento 2) % de la población con cobertura de Energía Eléctrica 3) % y tipo de actividades que hacen los miembros de la comunidad 4) % de personas con conocimiento de las ER 5) Número de talleres de Sensibilización de las ER en las comunidades 6) % de beneficio declarado obtenido en torno al conocimiento de las ER	Tasa interna de Retorno Económico:	Tasa interna de Retorno Económico:	Estrategias de Prevención de la contaminación ambiental/Deposición de Desechos Sólidos./Sistema de Recolección de Aguas Servidas./Deposición de Aguas Negras: 1) % de actividades de la comunidad para la prevención medio ambiental 2) % de tipo de sistema de deposición de Desechos Sólidos 3) % de tipo de sistema de deposición de Recolección de Agua Servida 4) % de tipo de sistema de deposición de Recolección de Negras
	Aumento de la cobertura eléctrica en las áreas rurales.					
Indicadores de Resultado	Miembros de la comunidad capacitados para las actividades de O&M.					
	Técnicos públicos entrenados para las actividades de O&M.					
	Hogares con acceso a Energía Eléctrica.					
	Escuelas con acceso a Energía Eléctrica.					

Fuente: Informe Preliminar de los Elementos Sociales

Tabla 50. Indicadores Necesarios de Eficiencia

DIMENSIONES		EFICIENCIA				
AREAS		HUMANA		SOCIAL	INSTITUCIONAL	AMBIENTAL
METAS		Promover del ahorro	Promover la sustitución del uso de combustibles como fuente de energías	Promover la eficiencia energética	Promover el posicionamiento institucional en las comunidades de las EEDD	Medidas de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático
MATRIZ DE RESULTADOS DEL PROYECTO						
Indicadores de Impacto	Reducción de los gastos energéticos de las familias beneficiadas.	Demanda de Energía Eléctrica/Reducción de los gastos energéticos de las familias beneficiadas/Ahorro en fuentes energéticas: 1) % de familias que declaran demandar el servicio de energía eléctrica 2) % de familias que declara una reducción de sus gastos energéticos 3) Gasto Energético Ex ante vs Gasto Ex post	Combustible Energético Utilizado/Gasto en \$ por tipo de combustible: 1) Tipo de combustible utilizado. 2) Gasto Promedio en \$ por tipo de combustible utilizado	Tiempo utilizado en adquirir la fuente energética por tipo/ Voluntad de Pago de los beneficiarios: 1) Horas y minutos invertidos en adquirir la fuente de energía principal 2) % de personas por sexo según Voluntad de Pago	Valor de Capacitaciones/Capacitaciones por EEDD/Inversión total en capacitaciones por tipo: 1) Costo en \$ de las capacitaciones por contenido (O&M/G&M/S&D) 2) Número de Capacitaciones dadas por las EEDD por tipo 3) Costo en \$ de las capacitaciones por tipo y por EEDD	Eliminación de Desechos Sólidos/ Eliminación de Aguas Negras/ Adaptación del Medio Ambiente: 1) Tipo de sistema para la eliminación de desechos sólidos. 2) Tipo de sistema para la eliminación de Aguas Negras 3) Tipo de Cambio observado declarado en los componentes naturales del hábitat
	Aumento de la cobertura eléctrica en las áreas rurales.					
Indicadores de Resultado	Miembros de la comunidad capacitados para las actividades de O&M.					
	Técnicos públicos entrenados para las actividades de O&M.					
	Hogares con acceso a Energía Eléctrica.					
	Escuelas con acceso a Energía Eléctrica.					

Fuente: Informe Preliminar de los Elementos Sociales.

Tabla 51. Indicadores Necesarios de Eficacia

		DIMENSIONES	EFICACIA				
		AREAS	HUMANA	SOCIAL	INSTITUCIONAL		AMBIENTAL
		METAS	Mejora en la condiciones de educación	Generar capacidades técnicas de gestión	Promover el posicionamiento institucional en las comunidades de las EEDD	Incrementar la capacidad institucional de las EEDD	Mayor participación de energías renovables
MATRIZ DE RESULTADOS DEL PROYECTO							
Indicadores de Impacto	Reducción de los gastos energéticos de las familias beneficiadas.	Tiempo usado por los niños a las tareas/Tiempo usado por los adultos para leer: 1) Tiempo de los niños dedicado a las tareas/lectura (minutos/día) 2) Tiempo de los adultos dedicado a la lectura (minutos/día)	Miembros de la Comunidad entrenados en las actividades de O&M/Técnicos Públicos entrenados en las actividades de O&M: 1) % de Miembros de la Comunidad entrenados en las actividades de (O&M/G&M/S&D) 2) % de Técnicos Públicos entrenados en las actividades de (O&M/G&M/S&D)	Población beneficiaria de Capacitación/Capacitaciones Impartidas por contenido/Beneficio declarado de las capacitaciones; 1) % de personas Capacitadas 2) % de Capcaitaciones impartidas 3) Tipo de beneficio de las capacitaciones	Metodología Económica Financiera Utilizada: 1) Número de Proyectos Diseñados por EEDD 2) Número de Proyectos Implementados por EEDD 3) Número de EEDD utilizando la metodología económico financiera	Potencia Instalada Renovable: 1) Potencia promedio instalada por vivienda 2) Potencial total instalada por SFV	
	Aumento de la cobertura eléctrica en las áreas rurales.						
Indicadores de Resultado	Miembros de la comunidad capacitados para las actividades de O&M.						
	Técnicos públicos entrenados para las actividades de O&M.						
	Hogares con acceso a Energía Eléctrica.						
	Escuelas con acceso a Energía Eléctrica.						

Fuente: Informe Preliminar de los Elementos Sociales.

3.5.3. Metodología para la evaluación de impacto

La Evaluación de Impacto es una de las fases dentro del proceso de Monitoreo, Seguimiento y Control, realizada durante y después de la implementación de un programa o proyecto, parte de la información de línea base que se construyó para dar cuenta del Diagnóstico Social de las comunidades beneficiarias, en este caso del programa de electrificación rural aislada con SFV en las comunidades indígenas aisladas de la Región Amazónica Ecuatoriana (RAE).

Por otra parte, el Gobierno del Ecuador, a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), desde la Dirección Nacional de Energía Renovable (DNER), con el cofinanciamiento del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), a través de las Empresas Eléctricas de Distribución (EED) ejecutaron el programa de “Electrificación rural aislada en comunidades indígenas de la RAE” GRT/FM-13783-EC.

Para ello el MEER ha recibido de las EED una cartera de 54 proyectos de electrificación rural fotovoltaica que tendrán lugar en 54 comunidades indígenas aisladas, en las provincias antes mencionadas, a los fines del levantamiento de información para la construcción de la línea base de las comunidades y la elaboración del diagnóstico de las comunidades beneficiarias del programa.

Para la construcción de la línea base, se propuso en el diseño metodológico del levantamiento de información, el diseño de una muestra aleatoria de las comunidades beneficiadas por el programa, donde tuvo lugar el levantamiento de información socioeconómica para la elaboración del “Informe de diagnóstico social de las comunidades”, a través de encuestas y talleres de Cartografía Social. Con el objeto de que esta información sirva de base para la futura evaluación de impacto de los proyectos de electrificación rural aislada con sistemas fotovoltaicos.

En ese sentido, se seleccionó aleatoriamente una muestra de 23 comunidades (Grupo de Tratamiento) de distintas nacionalidades indígenas, en diferentes provincias y parroquias de la RAE, que estuviesen en varias zonas rurales a lo largo de las diferentes áreas de concesión de las EED y que forman parte del total de 54 comunidades de la cartera de proyectos del programa con diversos tipos de sistemas instalados (Individual y Mixto).

Mientras que, por otra parte, se seleccionó aleatoriamente la muestra de 23 comunidades (Grupo de Control), bajo exactamente los mismos supuestos característicos de la comunidad, pero que no serán electrificadas en los próximos cinco años como mínimo ni por los sistemas fuera de red, ni por incorporación a la red eléctrica convencional.

Teoría del cambio

Una Evaluación de Impacto requiere una estimación retrospectiva para medir el impacto del programa de electrificación rural aislada después de la implementación de los proyectos en los hogares de las comunidades beneficiarias y debe estar basada en cómo se supone que la instalación de los bienes y

servicios del proyecto generarán los impactos y resultados esperados, en una relación causa efecto que puede ser entendida desde dos aristas.

Una primera arista relacionada al objetivo central del programa es: “Incrementar la cobertura eléctrica en zonas rurales aisladas de Ecuador, usando Energía Renovable (ER)”

Dar cuenta de ese objetivo principal requiere que se tengan en cuenta los objetivos específicos referidos a:

- Sostenibilidad de los proyectos
- Mejorar las capacidades de administradores y usuarios
- Incrementar el acceso a la electricidad y
- Diseminación de resultados.

A su vez, cada uno de estos objetivos específicos es alimentado por una relación causa efecto asociada a la implementación de los proyectos, a saber:

Tabla 52. Relación causa – efecto de los objetivos

Sostenibilidad	Capacidades	Acceso	Diseminar Resultados
(I) Gastos energéticos de las familias beneficiadas	(I) Técnicos públicos Capacitados en Operación y Mantenimiento	(I) Aumento de la cobertura eléctrica	No implica para la evaluación de impacto de resultados
	(II) Miembros de la comunidad capacitados en Operación y Mantenimiento	(II) Hogares con acceso a energía eléctrica	
		(III) Escuelas con acceso a energía eléctrica	

Fuente: Metodología de evaluación de impacto.

La determinación del impacto social, se basará en las condiciones de vida de los beneficiarios, por lo que es necesario definir cuáles son las variables e indicadores que se medirán en atención a la información levantada en la línea base, a saber:

Tabla 53. Indicadores a medir para la Evaluación de Impacto

No.	Dimensión	Variable	Indicador	Descripción
1	Salud	Enfermedades frecuentes	Número de personas por tipo de enfermedad frecuente declarada	Este indicador permitirá valorar, en base al número de habitantes del hogar que declaran haber tenido alguna enfermedad común en el último mes, si ha habido una disminución o no en el número de habitantes del hogar que hayan tenido esas enfermedades, posterior a la implementación de los proyectos.
2	Educación	Horas dedicadas a la actividad principal de estudio	Número de horas dedicadas al estudio de la población escolar	Este indicador busca detectar si tras la implementación de los proyectos, ha habido un incremento en las horas destinadas al estudio, en la población que durante el proceso de levantamiento de información declaró estar estudiando.
3	Beneficio de iluminación	Horas de iluminación	Número de horas por iluminación	El indicador establece el número de horas promedio de iluminación con sustitutos energéticos ex ante, para luego ser comparado con el número de horas de iluminación promedio ex post
4	Ingresos	Nivel de ingresos del hogar	Ingreso en dólares del grupo familiar	Este indicador se alimenta de dos fuentes contempladas en el hogar, la primera referida a la tenencia de la asignación mensual del Bono de Desarrollo Humano y la segunda entrada referida a los ingresos por comercialización de productos agrícolas, animales y/o artesanías.

Fuente: Metodología de evaluación de impacto.

3.5.4. Método

La metodología de evaluación de impacto propuesta es el método de diferencias en diferencias, además es el método idóneo en vista de que se posee la información de línea base y se cuenta con la selección tanto del grupo de control como de tratamiento que tienen exactamente las mismas características.

Básicamente lo que hace el método, es comparar los cambios en un tiempo (X) de la media de un grupo de variables de interés (definidas con anterioridad), esto permite evitar los errores en el sesgo de la selección y de la interferencia de razones no visibles al momento de observar los resultados de la media de las variables entre los grupos de control y tratamiento.

Entonces lo planteado es: calcular en principio la media de las variables de la evaluación de impacto, que son:

- Gastos energéticos de las familias beneficiadas,
- Número de personas por tipo de enfermedad frecuente declarada,
- Número de horas dedicadas al estudio de la población escolar,
- Ingreso en dólares del grupo familiar,

- Número de horas de iluminación

Tanto en el grupo de control como en el grupo de tratamiento, antes de la aplicación del programa. Posteriormente, calcular la media de exactamente las mismas variables, tanto en el grupo de control como en el grupo de tratamiento, en un momento posterior a la implementación de los equipos en los hogares de la comunidad. La diferencia entre la media de cada variable (ex ante y ex post) es el impacto obtenido. La fórmula a continuación explica la aplicación del método:

$$X = (B - A) - (C - D) = (B - E)$$

Donde:

(X): Es el impacto resultante de la diferencia de la media de cada variable contemplada. (A)= los resultados de la variable en el grupo de tratamiento, antes de la intervención del programa,

(B)= los resultados de la variable después de la intervención del programa, en el grupo de tratamiento.

(C)= Los resultados de la variable en el grupo de control, antes de la intervención del programa.

(D)= Los resultados de la variable después de la intervención del programa en el grupo de control.

Por ejemplo, supongamos que, para el grupo de tratamiento, en la dimensión salud, el número promedio de personas que fueron mordidos por serpientes durante los últimos seis meses, antes de la implementación de los proyectos (ex ante) resultó ser (A=5) personas y que posterior a la implementación de los equipos fue de (B=4) personas. Por otra parte, tenemos que para el grupo de control estos valores fueron (C=4) y (D=5) entonces el impacto del proyecto sobre la variable Enfermedades Frecuentes, será:

Tabla 54. Metodología de Calificación

Impacto	Después	Antes	Diferencia
Tratamiento	(B)=4	(A)=5	-1
Control	(D)=5	(C)=4	1
Diferencia	-1	1	-2

Fuente: Metodología de evaluación de impacto.

En este ejemplo, el resultado al ser negativo se interpreta de la siguiente manera: Hubo una reducción de dos personas por semestre que fueron mordidas por serpientes en la comunidad, o lo que es lo mismo, el proyecto tiene un impacto positivo en el número de personas que son mordidas por serpientes durante al menos los últimos seis meses porque en comparación al período previo a la instalación de los equipos son mordidas dos personas menos. Otra interpretación sería: hoy en día son mordidas menos personas en la comunidad por serpientes gracias a que cuentan con luz eléctrica. Las unidades de análisis para el cálculo de las variables son las comunidades, es decir todos los hogares tanto del grupo de control como del grupo de tratamiento, no son y son respectivamente afectados por el programa. Las comunidades del grupo de tratamiento pertenecen a la cartera de proyectos del MEER, las cuales ya pasaron el proceso de selección bajo los criterios, económicos, financieros y sociales para su selección, mientras que las comunidades del grupo de control no serán atendidas en los próximos cinco años por lo menos, para dar atención a sus demandas de electrificación

principalmente por razones presupuestarias al momento de la implementación de la operación GRT/FM-13783-EC. Uno de los criterios para mitigar el sesgo en la selección tanto del grupo de control como de tratamiento, obedece a que la selección de una comunidad frente a otra no dependió directamente de la comunidad sino del método de selección utilizado por las EDD y el MEER a través de la Dirección Nacional de Energía Renovable.

Muestreo para la evaluación de impacto

Para la determinación de las comunidades que conformarían el grupo de control, se utilizó el muestreo aleatorio simple por randomización, en vista de que potencialmente se trataban de grupos territoriales muy heterogéneos entre sí y con muy pocas diferencias intragrupos. La ventaja de esta forma de muestreo es que evita el sesgar la muestra de comunidades predefiniendo los criterios sobre los que se seleccionarían unas comunidades frente a otras de las 54 comunidades que no serán electrificadas por ningún programa.

Este tipo de muestreo, debe ser definido con los mismos parámetros del grupo de tratamiento, sobre los cuales se construirá la muestra, a saber: Error Muestral (5%), Grado de Confianza (95%) y Varianza de la Población (1,96%), aplicados sobre los criterios de selección de las comunidades para la implementación de los proyectos (Nacionalidad Indígena, Relación Hombre/Mujer, Servicios Comunitarios, entre otros.)

Planificación para el levantamiento de información de línea base en el grupo de control

Con los fines de evaluación del alcance del proyecto, se ha optado por el desarrollo de una encuesta como línea base del grupo de control, misma que ha de ser utilizada para el levantamiento de información del grupo de tratamiento con la que se elabore el diagnóstico social, es decir, como ejemplo se levantará la información de línea base en el total de hogares de 23 comunidades del grupo denominado de control, siguiendo los parámetros técnicos y metodológicos del Diagnóstico Social.

El levantamiento de información se desarrollará de los cinco módulos de la encuesta diseñada para el proyecto, pero la información concerniente a las variables será considerada únicamente para la Evaluación de Impacto y sólo las variables que atienden al fin/objetivo. El procesamiento del resto de información, sin menospreciar que es un insumo importante, quedará como parte del levantamiento de información para la elaboración de un diagnóstico social en el caso de que fuere necesario de las comunidades del grupo de control.

Levantamiento de información de la línea de seguimiento de la operación BID-GEF

Dentro de la operación EC-G1001 Electrificación Rural con energías Renovables en Zonas aisladas del Ecuador, proyecto GEF, se contempla en su componente Nro. 3, el Monitoreo y la Evaluación de Impacto de los proyectos de electrificación rural con energías renovables en zonas aisladas del Ecuador, para (i) evaluar los principales impactos sociales y económicos del Proyecto a nivel de hogares y (ii) la eficacia del modelo de gestión definido en componente 1.

El levantamiento de información de Línea de Base de las comunidades de la Empresa Eléctrica Centro Sur, considerando que éstas ya cuentan con dos años de implementación tanto de los equipos como del modelo de gestión, se realizó durante el segundo semestre del año 2015, en el cual se efectuó un diagnóstico de la situación social de una muestra de comunidades a electrificar en el marco del proyecto GEF y reportar con esto los indicadores previamente definidos.

La muestra constó de 23 comunidades, de las cuales 13 corresponden a comunidades de la Empresa Eléctrica Centro Sur, 6 comunidades de la Empresa Eléctrica Ambato, 3 comunidades de la Empresa Eléctrica Regional Sur y 1 comunidad de la Empresa Eléctrica CNEL Sucumbíos.

De las comunidades resultantes del proceso de aleatorización se tomaron las 13 comunidades indígenas de nacionalidad Achuar del Ecuador en zonas rurales del área de concesión de la EED Centrosur. A continuación, se muestra la distribución de hogares en estos 13 proyectos analizados conforme a la información del Ministerio de Energía y de la EED, en donde (N 2017) corresponde al número de hogares en los que se levantó la información.

Tabla 55. Comunidades de la Empresa Eléctrica Centro Sur

COMUNIDAD	MEER	EED	N 2017	%
Putuimi	5	7	7	7.6
Nases	6	9	7	7.6
Jikiamat	6	7	4	4.3
Pakintsa	22	23	14	15
Wishu	4	4	2	2.2
Mashium	15	12	9	9.8
Tunikram	17	13	8	8.7
Chinkianentsa	13	13	9	9.8
Kayantsa	11	11	4	4.3
Anentak	8	9	8	8.7
Itak	9	12	6	6.5
Nuevo Sasaim	24	18	7	7.6
Kuserua	20	17	7	7.6
TOTAL	160	155	92	100

Fuente: Monitoreo para el proceso de Evaluación de Impacto/Programa FERUM II

Del total de las 13 comunidades señaladas en el mapa de la Figura 51, ubicadas bajo el área de concesión de la EED Centrosur, se encuestaron 92 familias completas, para dar cuenta de 548 personas registradas.

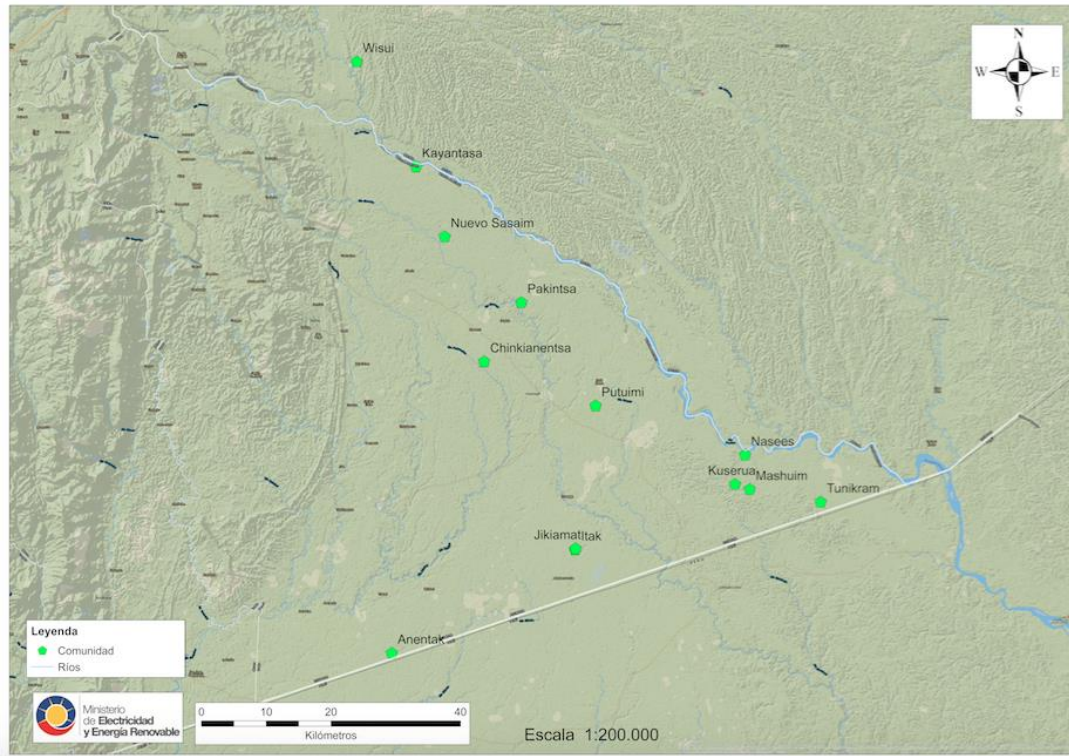


Figura 28. Mapa de las comunidades de la provincia de Morona Santiago donde se realizó el levantamiento de información

En atención al levantamiento de información de las comunidades visitadas, se presentan los resultados en el Anexo 5.

CAPÍTULO IV. ESTUDIO DE CASO

En el marco del proyecto “Consolidación y Promoción de la aplicación de los sistemas descentralizados de generación eléctrica renovable en el Norte Amazónico ecuatoriano” que inicialmente fue ejecutado por El Ministerio de Electricidad y Energía Renovable en virtud del Convenio de Subvención suscrito con el Instituto Interamericano de Cooperación para la Agricultura (IICA), entidad financista de este desarrollo, se planifica la implementación de un proyecto piloto como alternativa novedosa en el país para la electrificación rural descentralizada, con el objetivo de proveer de energía eléctrica a una comunidad previamente seleccionada.

El presente capítulo presenta la aplicación de la metodología a un Caso Real en la Región Amazónica del Ecuador, en la cual se evalúa y selecciona la mejor propuesta de suministro eléctrico para una comunidad rural aislada en la selva del Ecuador, considerando aspectos de sostenibilidad económica, viabilidad técnico-económica, evaluación del recurso energético renovable existente, reducción de emisiones, inclusión social y respeto medioambiental.

La identificación de las comunidades y localidades que se encuentran en el área de influencia del proyecto fue realizada a través de dos procedimientos metodológicos: investigación bibliográfica y encuestas de campo.

La **investigación de campo** se fundamentó en el Diagnóstico Participativo (DP) y en diversas técnicas cualitativas de investigación. Se aplicaron técnicas investigativas básicas tales como: encuestas a domicilios, entrevistas a actores clave de energía renovable, así como observación in situ.

La **bibliografía utilizada** se refiere a estudios previos realizados en el área del proyecto y a los datos estadísticos de fuentes oficiales como los datos del VII Censo de Población y VI de Vivienda - 2010 realizado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC), el Sistema Integrado de Indicadores Sociales del Ecuador (SIISE), así como información de los Ministerios de Inclusión Económica y Social (MIES) Ministerio de Educación y de Salud Pública (MSP).

Observación in situ: Consiste en observar el entorno o la realidad donde se desarrollan las comunidades, captar la información y registrarla para su posterior análisis; generalmente, a través de visitas a campo que permiten visualizar y contrastar la realidad con los datos obtenidos a través de las encuestas y entrevistas.

Entrevistas con Actores Clave: Consisten en diálogos abiertos con dirigentes y líderes del área de estudio e instituciones locales. Para este caso, se manejaron entrevistas estructuradas, las cuales estuvieron orientadas a recabar información cualitativa sobre las comunidades. Ver Anexo 6

Encuestas Comunitarias: Fueron completados mediante entrevistas realizadas al presidente o algún miembro de las directivas de las comunidades, orientadas a recabar información de las comunidades y sobre el estado de los sistemas fotovoltaicos.

Encuestas a Domicilios: Para profundizar la información socioeconómica de la población que habita en las comunidades del área de influencia se llevó a cabo un levantamiento de información mediante encuestas socioeconómicas.

Las encuestas a las viviendas se realizaron de forma muestral con representatividad de las comunidades del área de influencia del proyecto, se prefirió obtener el tamaño de la muestra tomando como universo la sumatoria del número de viviendas con sistemas fotovoltaicos de las comunidades que se encuentran en cada una de las provincias. El número de viviendas se obtuvo de la información de actores institucionales en este caso la distribuidora eléctrica en el área de intervención CNEL EP SUCUMBÍOS.

La muestra se seleccionó aplicando la fórmula:

$$n = \frac{N \cdot Z^2 \cdot p \cdot q}{e^2(N - 1) + Z^2 \cdot p \cdot q}$$

Dónde:

n = Tamaño de la muestra

N = Tamaño del universo

Z = Nivel de confianza

e = Margen de error

p y q = proporción de rasgos conocidos

Los valores de p y q, se definieron según sea el nivel de aceptación o rechazo del proyecto. El nivel de confianza utilizado para todas las comunidades fue del 90% y un margen de error del $\pm 10\%$.

Tabla 56. Tamaño de muestras por provincia

PROVINCIA	Nº DE VIVIENDAS CON SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	TOTAL DE ENCUESTAS REALIZADAS	PORCENTAJE FRENTE AL UNIVERSO
Sucumbíos	910	63	7%
Orellana	550	60	11%

Fuente: Informe de Levantamiento de Encuestas. (MEER, 2012)

4.1. Identificación, Descripción y Diagnóstico del Problema

Entre 2010 y 2011 el Gobierno Ecuatoriano fortaleció los planes para la electrificación rural (Fondo para la electrificación Rural y Urbano Marginal - FERUM), ejecutando proyectos de electrificación para 1.386 viviendas en las 2 provincias mencionadas, en comunidades de difícil acceso, alejadas de la red eléctrica o carreteras, mayoritariamente de etnias locales y con los índices de pobreza más altos del país, basando su sostenibilidad en la autogestión de las instalaciones a través de un comité de gestión conformado por 2 personas, capacitadas en sitio al inicio de la instalación, para dar soporte técnico y administrar las cuotas de los beneficiarios que se revierten íntegramente en la futura sustitución de equipos.

Un monitoreo realizado por Ingeniería Sin Fronteras (ISF) en conjunto con el Gobierno Autónomo Descentralizado del Cantón Orellana (GADMFO) y en coordinación con CNEL-Sucumbíos entre 2010 y 2012, detectó índices de morosidad significativos, pero no problemáticos, fallas en alrededor del 8% de las instalaciones y falta de capacitación en los técnicos comunitarios en las instalaciones de dicho cantón.

En 2011, el GADMFO con el apoyo de ISF creó una oficina para apoyar a CNEL-Sucumbíos en la gestión de la operación y mantenimiento de dichas instalaciones, esto no ha sido suficiente pues también se requiere de la dotación de herramientas necesarias para mejorar el monitoreo periódico de las instalaciones, asesorar técnicamente a las comunidades y mejorar sus niveles de autogestión como operadores.

Existen entonces en estas provincias más de 1.386 viviendas unifamiliares en comunidades aisladas que han sido electrificadas hace 1, 2 o 3 años con tecnología fotovoltaica. Y existen también 8.575 viviendas en las mismas condiciones sin electrificar aún.

La sostenibilidad de los proyectos ya ejecutados se debería basar en un sistema de co-gestión de la empresa distribuidora y la comunidad, siendo en este caso CNEL Sucumbíos el eje de provisión del servicio. Sin embargo, en la actualidad la fortaleza institucional del principal actor energético de la zona, es débil y no es suficiente para poder apoyar los proyectos ejecutados y para el diseño de nuevas propuestas, ni tampoco en respuesta a problemas de servicio que se presenten en las instalaciones realizadas.

No existe formación en la zona al respecto de estas tecnologías, y es dificultoso que personal calificado acceda a trabajar en estas provincias, por lo que se hace necesario un fortalecimiento, y de ser necesario, la creación de unidades que puedan capacitar formalmente a técnicos instaladores y operadores de sistemas descentralizados de abastecimiento de energía eléctrica.

Por otro lado, la configuración del Sistema Nacional de Interconectado del Ecuador no incluye en su mayoría a las zonas del oriente y varios puntos aislados de provincias del norte y centro, por lo que varias de éstas no cuentan con energía eléctrica.

Las poblaciones del oriente registran niveles bajos de energización o cobertura. La distancia geográfica hacia el Sistema Nacional Interconectado contribuye a que estas poblaciones no cuenten con servicios básicos y se plantee la implementación de proyectos descentralizados, aprovechando los recursos naturales de la zona.

El desarrollo de las zonas rurales en el oriente ha sido marginal en las últimas décadas, lo cual ha impactado en el progreso de las áreas agrícolas y en la calidad misma de vida de los habitantes, en su mayoría, de estratos pobres. La generación de energía por medio de fuentes renovables es más barata que el precio promedio de la energía térmica, además del beneficio ambiental que conlleva la implementación de proyectos basados en energía renovable, por ser energía limpia.

La implementación de sistemas de energía renovable en comunidades rurales ha presentado obstáculos en su administración técnica y económica por lo que varios de estos sistemas no se encuentran operativos en su totalidad. Es necesaria la aplicación de un plan de difusión, capacitación y organización de los beneficiarios de estos sistemas, así como la intervención en el mejoramiento del servicio provisto por la distribuidora CNEL Sucumbíos, fortaleciendo sus capacidades institucionales.

Existe entonces, la necesidad de socializar y hacer partícipes a las comunidades, organismos seccionales (juntas parroquiales, municipios, gobiernos provinciales) sobre las ventajas de disponer en su jurisdicción de un proyecto y CNEL Sucumbíos, pues permitiría, de acuerdo con un modelo de gestión apropiado, que estos organismos se beneficien con el remanente del recurso que genera la venta de la energía para proyectos de desarrollo social en su zona a través de una adecuada planificación energética orientada por el MEER.

4.2. Introducción

El presente documento pretende marcar la línea base del proyecto, caracterizando por un lado a sus beneficiarios y valorando el estado previo de cada una de las acciones que se derivarán de las actividades previstas.

La caracterización de la población beneficiaria se realiza a través de una descripción de los grupos humanos asentados en el área de influencia en el que se planea desarrollar las actividades, analizando su ubicación, las condiciones socioeconómicas, los aspectos demográficos, las actividades productivas, de mercado y todos los aspectos que conciernen al acceso y características de los servicios de salud,

educación, vivienda y servicios básicos, ofreciendo un panorama general de las condiciones en las que la población del área de influencia del proyecto se desenvuelve.

El análisis de actividades precedentes y del estado de arranque de cada actividad del proyecto se desarrolló gracias al análisis objetivo de datos recabados por instituciones, y a través de entrevistas con actores claves que han trabajado por la extensión de las renovables por y desde las provincias de actuación durante años.

Toda esta información de base del proyecto, permite contar con ciertos criterios o insumos para analizar la sensibilidad de los distintos componentes, así como para definir los impactos, positivos y/o negativos que pueden afectar al entorno y por ende a la población.

4.3. Contexto donde se desarrolla el proyecto

4.3.1. Ubicación Geográfica

El proyecto se desarrolla en los cantones Cascales, Cuyabeno, Lago Agrio, Putumayo, Shushufindi de la provincia de Sucumbíos y en los cantones Francisco de Orellana y Aguarico de la provincia de Orellana, razón por la que la indagación de datos se realizó en los cantones y parroquias que están vinculados con el proyecto. La provincia de Sucumbíos limita al norte con Colombia, al Sur con las provincias de Orellana y Napo, al este con Perú y al oeste con las provincias de Carchi, Pichincha e Imbabura; es una de las principales provincias que proveen al estado ecuatoriano del petróleo que se vende en el mercado internacional. Su capital es la ciudad de Nueva Loja, más conocida como Lago Agrio. Se caracteriza por sus paisajes amazónicos entre ellos se destaca el río Aguarico. Tuvo varias razones para su creación, entre ellas, la inmensa riqueza petrolera y minera que hasta entonces poseía la provincia de Napo, así como la localización de los yacimientos petrolíferos, la estratégica configuración limítrofe, la presión poblacional y las imperiosas necesidades básicas insatisfechas obligaron al estado ecuatoriano a un reordenamiento jurisdiccional del territorio en esta zona de la Amazonía. Sucumbíos tienen una superficie de 18.327 km² que representa el 7,18% del total nacional (SIISE, 2010). Su población actual es de 176.472 habitantes (INEC, 2010).

Los ríos principales en Sucumbíos provienen de la cordillera Oriental andina. En la parte alta del territorio el clima es de páramo y, a medida que se desciende a la selva amazónica, va modificándose debido a la altitud (300 msnm.), humedad y viento, que lo convierten en un clima tropical húmedo, muy caluroso. La temperatura promedio es de 28 °C. La mayor parte de esta región es una llanura selvática de exuberante vegetación y fauna. Entre las elevaciones montañosas se destaca el Reventador (3.562 msnm).

La capital de la provincia de Orellana es Puerto Francisco de Orellana, conocida como el “Coca”. Al norte limita con la provincia de Sucumbíos, al sur con la provincia de Pastaza, al este con el Perú y al oeste con la provincia de Napo. Se encuentra ubicada en la parte norte de la región Amazónica entre las estribaciones del volcán Sumaco (3732 msnm) de la cordillera Oriental hasta la llanura amazónica. Se

considera que esta es la provincia más Amazónica, con una altitud de 280 m.s.n.m., posee clima tropical y lluvioso, con una temperatura promedio de 25° C.

Tiene una superficie de 21.691 Km² que representa el 8,5% del total nacional (Sistema de Indicadores Sociales del Ecuador - SIISE, 2010). Es una de las provincias más nuevas del país, provincia 22, fue creada en 1998 al ser separada de Napo. Su población actual es de 136.396 habitantes (INEC, 2010); sus habitantes nativos pertenecen principalmente a las nacionalidades Huaorani, Shuar y Kichwa.

Tanto la provincia de Orellana como de Sucumbíos al encontrarse en la región amazónica están propensas a riesgos climáticos como la sequía que pone en riesgo la vida de la fauna y la flora de los habitantes que viven de los recursos naturales. La sequía puede ser causante de dejar incomunicadas a comunidades de la región donde los ríos muchas veces son el único medio de transporte.

Por otro lado, la deforestación de bosques reemplazados progresivamente por maleza inflamable o por la tala no controlada, puede causar la pérdida de la biodiversidad de selvas y bosques, tomando en cuenta que las zonas forestales pueden proporcionar alimento y hábitat para una gran cantidad de vida vegetal y animal.

Tabla 57. Ubicación del proyecto

PROVINCIA	CANTON	PARROQUIA
Sucumbíos	1	1 Aguas Negras
		2 Tarapoa
	2	3 Santa Cecilia
		4 Pacayacu
	3	5 Palma Roja
		6 Pto. Bolívar
		7 Pto. El Carmen
		8 Pto. Rodríguez
		9 Santa Elena
	4	10 San Roque
		11 Playas del Cuyabeno
	5	12 El Dorado de Cascales (cabecera cantonal)
Orellana	6	13 Capitán Augusto Rivadeneira
		14 Yasuní
		15 Cononaco
	7	16 Alejandro Labaka
		17 Dayuma
		18 El Edén
		19 Nuevo Paraíso
		20 Puerto Francisco De Orellana (El Coca)
		21 San José De Guayusa

Fuente: Elaboración propia

4.3.1.1. Rutas de acceso y su estado

El acceso a las ciudades grandes de las provincias de Orellana y Sucumbíos puede ser vía terrestre o área. Sin embargo, generalmente las comunidades se encuentran aisladas, el acceso únicamente se lo puede realizar vía aérea, o fluvial mientras que para la movilización entre comunidades existe la posibilidad de realizarlo vía área en el caso que la comunidad tenga aeródromo, o mayoritariamente se lo realiza vía fluvial aprovechando los ríos que existen en las parroquias. Los senderos (trochas), que conectan a las comunidades cercanas entre ellas, constituye la vía terrestre. Estos caminos son construidos y mantenidos por la población a través de las mingas de trabajo.

Uno de los componentes y actividades del proyecto piloto establece la ejecución del resultado 1 “Una comunidad cuenta con un sistema innovador de Microred fotovoltaica que suple las necesidades de energía eléctrica de la comunidad”.

Tabla 58. Servicios Básicos de la provincia de Orellana

ELIMINACIÓN DE LA BASURA		
Eliminación de la basura	Familias	%
Por carro recolector	4.730	29
La arrojan en terreno baldío o quebrada	4.174	25
La queman	4.660	28
La entierran	1.454	9
La arrojan al río, acequia o canal	917	6
De otra forma	507	3
Total	16.442	100
PRINCIPAL COMBUSTIBLE O ENERGÍA PARA COCINAR		
Principal combustible o energía para cocinar	Familias	%
Gas (tanque o cilindro)	11.468	70
Electricidad	6	0
Leña, carbón	4.808	29
Residuos vegetales y/o de animales	7	0
Otro (Ej. Gasolina, kerex o diésel etc.)	4	0
No cocina	149	1
Total	16.442	100
PROCEDENCIA DE LUZ ELÉCTRICA		
Procedencia de luz eléctrica	Familias	%
Red de empresa eléctrica de servicio público	11.044	67
Panel Solar	475	3
Generador de luz (Planta eléctrica)	465	3
Otro	121	1
No tiene	4.518	27
Total	16.442	100
PROCEDENCIA PRINCIPAL DEL AGUA RECIBIDA		
Procedencia principal del agua recibida	Casos	%
De red pública	3.393	21
De pozo	4.987	30
De río, vertiente, acequia o canal	6.335	39
De carro repartidor	32	0
Otro (Agua lluvia/albarrada)	1.695	10
Total	16.442	100
TIPO DE SERVICIO HIGIÉNICO O ESCUSADO		
Tipo de servicio higiénico o escusado	Casos	%
Conectado a red pública de alcantarillado	1.105	7
Conectado a pozo séptico	4.560	28
Conectado a pozo ciego	2.086	13
Con descarga directa al mar, río, lago o quebrada	548	3
Letrina	1.021	6
No tiene	7.122	43
Total	16.442	100

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

Tabla 59. Servicios Básicos de la provincia de Sucumbíos

ELIMINACIÓN DE LA BASURA		
Eliminación de la basura	Familias	%
Por carro recolector	7.877	35
La arrojan en terreno baldío o quebrada	4.109	18
La queman	7.309	32
La entierran	2.108	9
La arrojan al río, acequia o canal	670	3
De otra forma	593	3
Total	22.666	100
PRINCIPAL COMBUSTIBLE O ENERGÍA PARA COCINAR		
Principal combustible o energía para cocinar	Familias	%
Gas (tanque o cilindro)	18.806	83
Electricidad	13	0
Leña, carbón	3.572	16
Residuos vegetales y/o de animales	7	0
Otro (Ej. Gasolina, kerex o diésel etc.)	2	0
No cocina	266	1
Total	22.666	100
PROCEDENCIA DE LUZ ELÉCTRICA		
Procedencia de luz eléctrica	Familias	%
Red de empresa eléctrica de servicio público	16.299	72
Panel Solar	698	3
Generador de luz (Planta eléctrica)	424	2
Otro	100	0
No tiene	5.429	24
Total	22.666	100
PROCEDENCIA PRINCIPAL DEL AGUA RECIBIDA		
Procedencia principal del agua recibida	Familias	%
De red pública	6.180	27
De pozo	8.867	39
De río, vertiente, acequia o canal	5.292	23
De carro repartidor	28	0
Otro (Agua lluvia/albarrada)	2.299	10
Total	22.666	100
TIPO DE SERVICIO HIGIÉNICO O ESCUSADO		
Tipo de servicio higiénico o escusado	Familias	%
Conectado a red pública de alcantarillado	2682	12
Conectado a pozo séptico	7231	32
Conectado a pozo ciego	3010	13
Con descarga directa al mar, río, lago o quebrada	594	3
Letrina	1329	6
No tiene	7820	35
Total	22666	100

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

4.3.1.3. Áreas deforestadas

Según el Ministerio de Ambiente, para el período 1990 – 2000 las zonas de deforestación a nivel nacional se concentran en las provincias de Sucumbíos y Orellana, para la subregión Llanura Amazónica, Zamora en la subregión Vertiente Oriental de los Andes y Esmeraldas en la subregión Costa. En el periodo 2000 – 2008 la deforestación se concentró principalmente en el sur del país. Sin embargo, en el transcurso de estos dos periodos la deforestación disminuyó en 12.297 ha/año

En el mapa tomado del Ministerio de Ambiente se observa que las zonas de deforestación se concentran las provincias de Sucumbíos y Orellana para la subregión Llanura Amazónica.

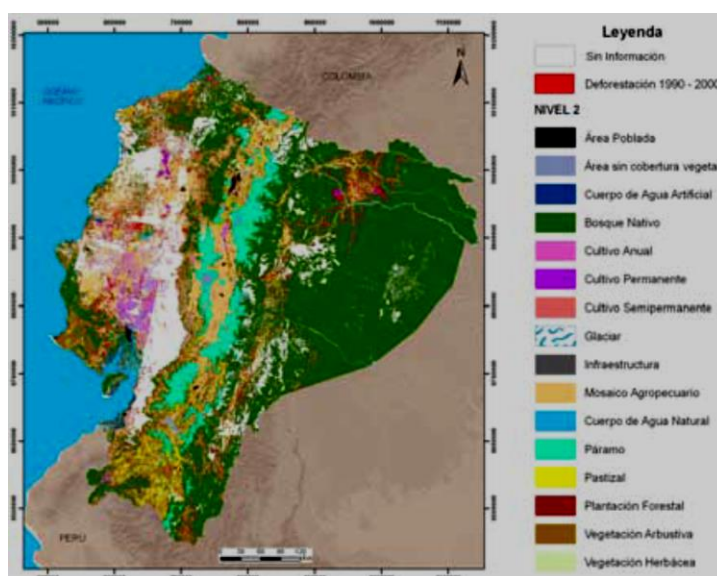


Figura 30. Deforestación 1990 - 2000. (MAE, 2010)

Para el periodo 2000 – 2008 la deforestación se concentró principalmente en el sur del país, en las provincias de Zamora y Loja respectivamente y Esmeraldas en la subregión Costa

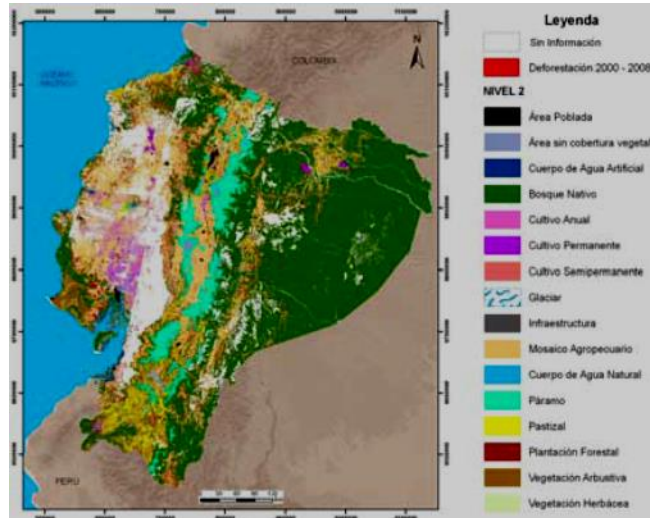


Figura 31. Deforestación 2000 - 2008. (MAE, 2010)

Los resultados de la deforestación anual promedio para Sucumbíos y Orellana y la tasa anual de cambio se registran en la siguiente Tabla.

Tabla 60. Deforestación anual promedio Sucumbíos y Orellana

Tasas estimadas de deforestación y tasa anual de cambio de cobertura de bosque a nivel provincial.				
Provincia	Periodo 1990 – 2000		Periodo 2000 – 2008	
	Tasa anual de cambio (%)	Deforestación anual promedio (ha/año)	Tasa anual de cambio (%)	Deforestación anual promedio (ha/año)
ORELLANA	-0.35	6.955	-0.26	4.991
SUCUMBIOS	-0.71	10.332	-0.31	4.149

Fuente: Línea Base de Deforestación del Ecuador Continental. (MAE, 2012)

Para el período 1990 – 2000, las provincias con deforestación mayor a 5.000 ha/año fueron: Esmeraldas, Sucumbíos, Zamora Chinchipe, Orellana, Manabí, mientras que para el periodo 2000 - 2008 las provincias fueron Esmeraldas, Morona Santiago y Zamora Chinchipe.

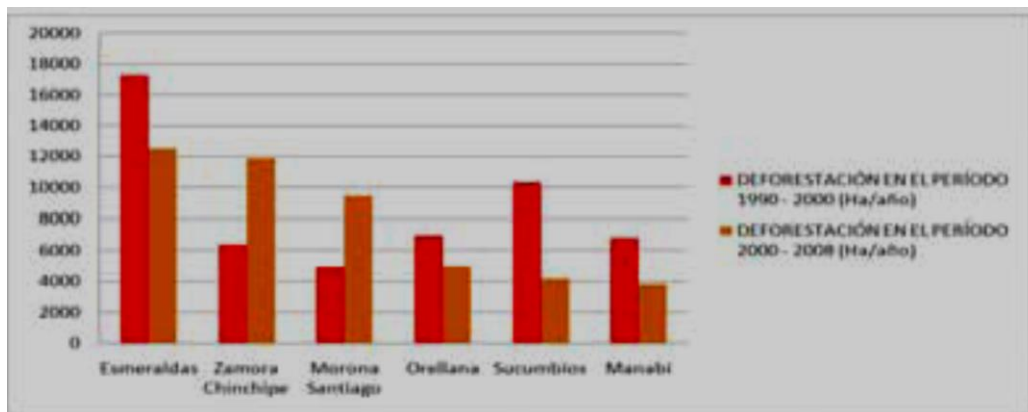


Figura 32. Deforestación 1990 - 2000. (MAE, 2010)

4.4. Población del Ámbito del Proyecto

Como se había mencionado, se investigaron datos estadísticos de fuentes oficiales como el INEC, SIISE así como de instituciones que disponen de información del área de ejecución del proyecto.

4.4.1. Composición de la Población por Edad y Sexo

Según la información disponible del último censo de población realizado en el 2010 por el INEC, la provincia de Sucumbíos cuenta con una población de 176.472 habitantes de los cuales 103.432 habitan en la zona rural, el 54% son hombres y el 46% mujeres. Mientras que la provincia de Orellana cuenta con una población de 136.396 de los cuales 80.468 habitantes viven en el sector rural. De éstos 37.231 pertenecen al grupo de las mujeres y 43.237 son hombres. En las provincias del área del proyecto se observa que en su totalidad hay una predominancia de población masculina sobre la femenina.

Tabla 61. Población por edad y sexo en el sector rural -área del proyecto

SUCUMBÍOS			
GRUPOS DE EDAD	SEXO		
	Hombre	Mujer	Total
De 0 a 14 años	20.123	19.583	39.706
De 15 a 64 años	33.208	26.014	59.222
De 65 años y más	2.590	1.914	4.504
Total	55.921	47.511	103.432

ORELLANA			
GRUPOS DE EDAD	SEXO		
	Hombre	Mujer	Total
De 0 a 14 años	17.074	16.377	33.451
De 15 a 64 años	24.533	19.552	44.085
De 65 años y más	1.630	1.302	2.932
Total	43.237	37.231	80.468

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

4.4.2. Pirámides Poblacionales de las provincias del área del proyecto

La edad y el sexo son las características más básicas de una población y su estructura puede influenciar en los aspectos demográficos y socioeconómicos y puede ser representada para una mejor visualización en pirámides poblacionales que reflejan distintas dinámicas demográficas.

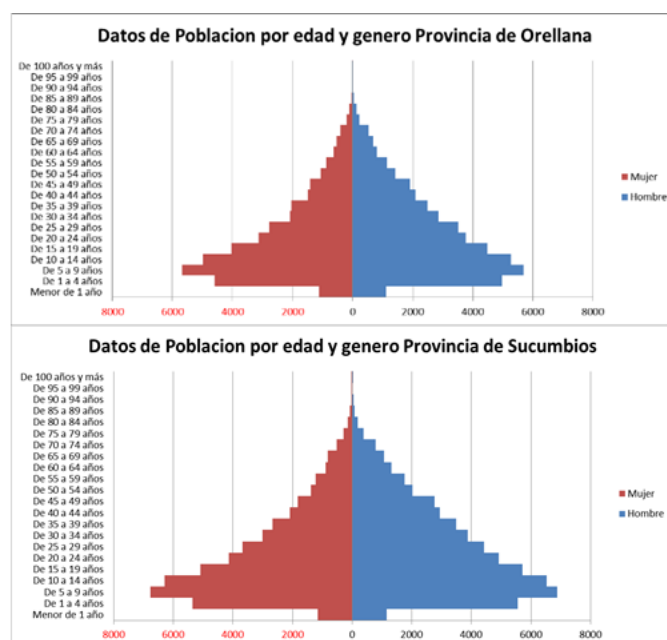


Figura 33. Pirámide poblacional provincias de Sucumbíos y Orellana

En las poblaciones de alta fecundidad hay un mayor número de personas en las edades menores. En cambio, en las poblaciones de baja fecundidad hay menos personas en edades. La población es estacionaria cuando presenta aproximadamente un igual número de personas en todos los grupos de edad.

4.4.3. Tipo de población

El tipo de población que existe mayoritariamente en la zona rural de la provincia de Orellana son mestizos con 38.034 e indígenas con 37.734. La distribución total del tipo de población que existe en esta provincia se la puede observar en la siguiente tabla de datos del censo realizado por el INEC 2010 en el que los encuestados fueron autoidentificados.

Tabla 62. Auto identificación según su cultura y costumbres Orellana

AUTOIDENTIFICACIÓN SEGÚN SU CULTURA Y COSTUMBRES		
ORELLANA		
Auto identificación según su cultura y costumbres	Familias	%
Indígena	37.734	47
Afroecuatoriano/a Afrodescendiente	617	1
Negro/a	567	1
Mulato/a	764	1
Montubio/a	506	1
Mestizo/a	38.034	47
Blanco/a	2.152	3
Otro/a	94	0
Total	80.468	100

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

El tipo de población que existe mayoritariamente en la zona rural de la provincia de Sucumbíos es mestiza con 74.937 seguida de la indígena con 21.130, la distribución total del tipo de población que existe en esta provincia se la puede observar en la siguiente tabla de datos del censo realizado por el INEC 2010.

Tabla 63. Auto identificación según su cultura y costumbres Sucumbíos

Autoidentificación según su cultura y costumbres	Familias	%
Indígena	21.130	20
Afroecuatoriano/a Afrodescendiente	1.170	1
Negro/a	802	1
Mulato/a	1.232	1
Montubio/a	926	1
Mestizo/a	74.937	72
Blanco/a	3.090	3
Otro/a	145	0
Total	103.432	100

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

4.4.4. Población indígena en el área del proyecto

En las dos provincias existe un gran porcentaje de población indígena que será beneficiaria del proyecto, las nacionalidades que existen en la provincia de Orellana son las siguientes:

Tabla 64. Procedencia de la Nacionalidad Indígena Orellana

NACIONALIDAD O PUEBLO INDÍGENA AL QUE PERTENECE					
ORELLANA					
Nacionalidad o Pueblo Indígena al que pertenece	Casos	%	Nacionalidad o Pueblo Indígena al que pertenece	Casos	%
Awa	4	0	Otavalo	11	0
Achuar	42	0	Karanki	17	0
Chachi	4	0	Kayambi	2	0
Cofan	23	0	Panzaleo	13	0
Siona	3	0	Chibuleo	18	0
Secoya	5	0	Salasaka	3	0
Shiwar	11	0	Kisapincha	6	0
Shuar	1.697	5	Waranka	38	0
Tsáchilas	7	0	Puruhá	45	0
Waorani	899	2	Kañari	2	0
Zapara	1	0	Saraguro	2	0
Andoa	88	0	Huancavilca	5	0
Kichwa	31.549	84	Otras nacionalidades	38	0
Pastos	14	0	Se ignora	3.187	8
Total				37.734	100

En la provincia de Sucumbíos existen las siguientes nacionalidades:

Tabla 65. Procedencia de la Nacionalidad Indígena Sucumbíos

NACIONALIDAD O PUEBLO INDÍGENA AL QUE PERTENECE					
SUCUMBÍOS					
Nacionalidad o Pueblo Indígena al que pertenece	Casos	%	Nacionalidad o Pueblo Indígena al que pertenece	Casos	%
Awa	69	0	Natabuela	42	0
Achuar	175	1	Otavaló	8	0
Chachi	4	0	Karanki	14	0
Cofan	965	5	Kayambi	3	0
Epera	8	0	Panzaleo	8	0
Siona	482	2	Chibuleo	3	0
Secoya	442	2	Kisapincha	1	0
Shiwar	10	0	Tomabela	2	0
Shuar	1.881	9	Waranka	2	0
Tsáchilas	21	0	Puruhá	18	0
Waorani	10	0	Kañari	1	0
Zapara	9	0	Saraguro	9	0
Andoa	50	0	Huancavilca	1	0
Kichwa	14.209	67	Otras nacionalidades	118	1
Pastos	5	0	Se ignora	2.560	12
Total				21.130	100

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

4.4.5. Composición del Hogar

Para la identificación de registros institucionales se toma la definición de hogar, el cual se considera está conformado por una persona o un grupo de personas que comparten el alojamiento y la comida; es decir, que lo conforman las personas que residen habitualmente.

Se ha definido al jefe del hogar como la persona que reside habitualmente en el hogar, reconocida como jefe por los demás miembros, ya sea por la naturaleza de sus responsabilidades, por el tipo de decisiones que toma, por prestigio, relación familiar o de parentesco, por razones económicas, o por tradiciones sociales o culturales.

En los siete cantones del área de estudio se observa que la composición de los hogares sigue la tendencia nacional, misma que guarda un patrón tradicional, donde el jefe del hogar es hombre, mientras que la mujer se registra mayoritariamente como cónyuge. De las más de 7 millones de mujeres a nivel nacional, el 10% son jefas de hogar y de ellas el 69,8% son madres, según los últimos datos del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

4.4.6. Niveles de pobreza

Presenta cifras a nivel de país en las áreas urbana y rural respecto al promedio de los ingresos mensuales del hogar según deciles (segmentos) de hogares. Incluye los ingresos, monetarios y/o en especie,

provenientes del trabajo, ya sean salariales (del trabajo en relación de dependencia) o del trabajo independiente (como patrono y cuentapropista) o de rentas, alquileres, jubilaciones, pensiones y demás. Los deciles se refieren a una clasificación de los hogares según su ingreso por persona. Se establecen a partir del ordenamiento de los hogares según su ingreso por persona, de menor a mayor, dividido luego en 10 segmentos o deciles, cada uno de los cuales representa el 10% de la población total considerada.

Tabla 66. Ingreso Mensual Promedio del Hogar

DECIL	INGRESO MENSUAL PROMEDIO DEL HOGAR	
	Rural	Urbano
Decil 1	\$ 96,00	\$ 179,53
Decil 2	\$ 132,43	\$ 333,13
Decil 3	\$ 197,93	\$ 412,24
Decil 4	\$ 238,00	\$ 514,85
Decil 5	\$ 278,54	\$ 594,26
Decil 6	\$ 373,35	\$ 667,16
Decil 7	\$ 389,99	\$ 846,14
Decil 8	\$ 462,79	\$ 1.009,61
Decil 9	\$ 599,54	\$ 1.265,08
Decil 10	\$ 1.127,05	\$ 2.160,80

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

De acuerdo a esta clasificación del SIISE y los resultados en campo, la mayor parte de los hogares de las comunidades encuestadas se ubican dentro de los Deciles 1 y 2 de la zona rural.

4.4.7. Situación socio económica de la población

En las zonas rurales de las provincias de Orellana y Sucumbíos, las principales actividades a las que se dedican los miembros de las comunidades están separadas por género, las mujeres se dedican a elaboración de artesanías y agricultura de cultivos diversificados, las que les proporciona los principales productos de consumo familiar. Los hombres por su parte deben desbrozar y talar el bosque para las futuras huertas, conseguir los alimentos esenciales para la provisión de proteínas por medio de la pesca y la caza. Estas actividades no generan excedentes comerciales, pero sí garantizan la seguridad alimentaria de las familias ya que constituyen la base principal de la alimentación. En las siguientes tablas se observa las principales actividades económicas de las dos provincias en donde se refleja que las actividades económicas principales son: la agricultura ganadería, silvicultura y pesca.

Tabla 67. Rama de Actividad Orellana

RAMA DE ACTIVIDAD		
ORELLANA		
Rama de actividad	Familias	%
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	17.665	58
Explotación de minas y canteras	1.215	4
Industrias manufactureras	588	2
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	42	0
Distribución de agua, alcantarillado y gestión de desechos	63	0
Construcción	869	3
Comercio al por mayor y menor	690	2
Transporte y almacenamiento	430	1
Actividades de alojamiento y servicio de comidas	299	1
Información y comunicación	47	0
Actividades financieras y de seguros	20	0
Actividades inmobiliarias	4	0
Actividades profesionales, científicas y técnicas	92	0
Actividades de servicios administrativos y de apoyo	583	2
Administración pública y defensa	1.638	5
Enseñanza	1.301	4
Actividades de la atención de la salud humana	181	1
Artes, entretenimiento y recreación	28	0
Otras actividades de servicios	146	0
Actividades de los hogares como empleadores	554	2
No declarado	3.562	12
Trabajador nuevo	657	2
Total	30.674	100

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

Tabla 68. Rama de Actividad Sucumbíos

RAMA DE ACTIVIDAD		
SUCUMBÍOS		
Rama de actividad (Primer nivel)	Familias	%
Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca	20.447	51
Explotación de minas y canteras	1.780	4
Industrias manufactureras	1.082	3
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	116	0
Distribución de agua, alcantarillado y gestión de desechos	121	0
Construcción	2.235	6
Comercio al por mayor y menor	1.484	4
Transporte y almacenamiento	799	2
Actividades de alojamiento y servicio de comidas	621	2
Información y comunicación	108	0
Actividades financieras y de seguros	24	0
Actividades inmobiliarias	40	0
Actividades profesionales, científicas y técnicas	180	0
Actividades de servicios administrativos y de apoyo	1.152	3
Administración pública y defensa	1.720	4
Enseñanza	1.633	4
Actividades de la atención de la salud humana	249	1
Artes, entretenimiento y recreación	37	0
Otras actividades de servicios	295	1
Actividades de los hogares como empleadores	597	1
Actividades de organizaciones y órganos extraterritoriales	2	0
No declarado	4.893	12
Trabajador nuevo	860	2
Total	40.475	100

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

4.5. Actores y grupos relevantes

Existen algunas autoridades que están vinculadas al sector energético, el principal ente rector de las políticas energéticas es el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR). La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) por su parte regula, planifica y controla los servicios públicos de suministro de energía eléctrica y de alumbrado público general. Las distribuidoras eléctricas, entidades que tienen la responsabilidad de cobertura del servicio eléctrico en sus áreas de concesión. En este caso, la Corporación Nacional de Electricidad Unidad de Negocio Sucumbíos (CNEL-Sucumbíos) que cubre a las provincias de Sucumbíos y Orellana.

En la mayoría de las comunidades aisladas de estas dos provincias, las mujeres son las encargadas del hogar (cocinar, lavar, limpiar, etc.), y del cuidado de los niños, por lo cual en un gran número de casos se ha visto imposibilitada de involucrarse en programas de desarrollo, siendo marginadas en cualquier decisión al momento de desarrollarse algún programa de beneficio social. Sin embargo, en algunos casos

se puede destacar que existe una participación de la mujer, incluso las mujeres son parte de la directiva de la comunidad.

Por lo general, las comunidades tienen una directiva, cuyos miembros son elegidos por los socios de la comunidad en una asamblea. Cada comunidad tiene sus estatutos, actúan en función de ellos para dar soluciones y propuestas a los problemas que se suscitan en la comunidad, los socios tienen voz y voto excepto aquellos socios que viven ahí pero que aún no son reconocidos. Las comunidades también organizan el comité de padres de familia en cada centro educativo que se reúne cada mes. Realizan actividades como reuniones con los profesores, preparación de la alimentación y fiestas escolares.

Existen algunas organizaciones comunitarias como la Federación Interprovincial de Comunas y Comunidades Kichwa de la Amazonía Ecuatoriana (FICCKAE), creada con Acuerdo Ministerial N° 1565 del 09 de septiembre del 2009, conformada por 120 comunidades filiales.

Según el Ministerio de Educación y Cultura, el 58% de los profesores de la región Amazónica labora en las instituciones ubicadas en la zona rural; mientras que el 42% restante labora en planteles ubicados en la zona urbana. El 24% de los profesores en la región Amazónica labora en la provincia de Morona Santiago, el 18% en la provincia de Napo, el 17% de los profesores labora en la provincia de Sucumbíos, el 15% en la provincia de Pastaza, el 15,3% de los profesores labora en la provincia Zamora Chinchipe; mientras que el 10% de los docentes labora en la provincia de Orellana. En la siguiente tabla se muestran el número de profesores que existen en las zonas rurales y urbanas de la provincia de Orellana y Sucumbíos.

Tabla 69. Número de profesores

PROVINCIA	ZONA		TOTAL
	Urbana	Rural	
ORELLANA	151	703	854
SUCUMBIOS	336	748	1.084

Fuente: Censo de Población y Vivienda. (INEC, 2010)

4.5.1. Otros proyectos, actores, ONG's

De la recaudación de información realizada en campo, se conoce que la ONG española Solidaridad Internacional desarrolló un proyecto denominado **Red Solidaria de Turismo de la Ribera del Río Napo – REST**.

REST es una red de turismo con una marca colectiva, que aglutina a varias iniciativas de turismo comunitario en la provincia de Orellana que se comprometen libre y voluntariamente en el desarrollo sostenible de esta actividad en sus ámbitos natural, social y económico. Nace como parte de una necesidad de las iniciativas de turismo comunitario de asociarse o agruparse para la oferta de productos o la prestación de servicios comunes y complementarios en el sector turístico. El uso de esta marca

colectiva no sólo permitirá reducir costos en la protección y diferenciación de los productos o servicios, sino también aprovechar las economías de escala e incrementar la confianza de los consumidores¹⁵.

Para ello se han trabajado con comunidades que desean aglutinarse en una entidad con personería jurídica independiente, como lo es REST. Obtuvo su personalidad jurídica el 16 de noviembre de 2010, otorgada por el Consejo de Desarrollo de las Nacionalidades y Pueblos del Ecuador (CODENPE) y publicada en el Registro Oficial con el N° 2208.

En la actualidad se compone de 11 comunidades kichwas, una asociación mestiza, y el Colegio Nacional de Nuevo Rocafuerte, que ofrecen 12 iniciativas de atractivo turístico, con servicios de alojamiento, restauración, cultura, recorridos por senderos interpretativos y observación del ecosistema de las reservas naturales de Yasuní y de Cuyabeno.

Las comunidades que la conforman son: Samona, Chiru Isla, Sinchi Chikta, San Vicente, Llanchara, Puerto Miranda, Santa Rosa, Alta Florencia, Santa Teresita, Fronteras del Ecuador y Zancudo Cocha.

El único acceso a las comunidades es por vía fluvial, por el Río Napo, desde la ciudad de Francisco de Orellana, conocida como el “Coca”.

Algunas comunidades de las provincias de Orellana y Sucumbíos participan del programa de SOCIO BOSQUE, el cual se creó en el año 2008, y tiene como objetivo principal la conservación de los bosques y páramos nativos de cada rincón del Ecuador. Las comunidades reciben un incentivo, a cambio del compromiso de protección y conservación de sus bosques.

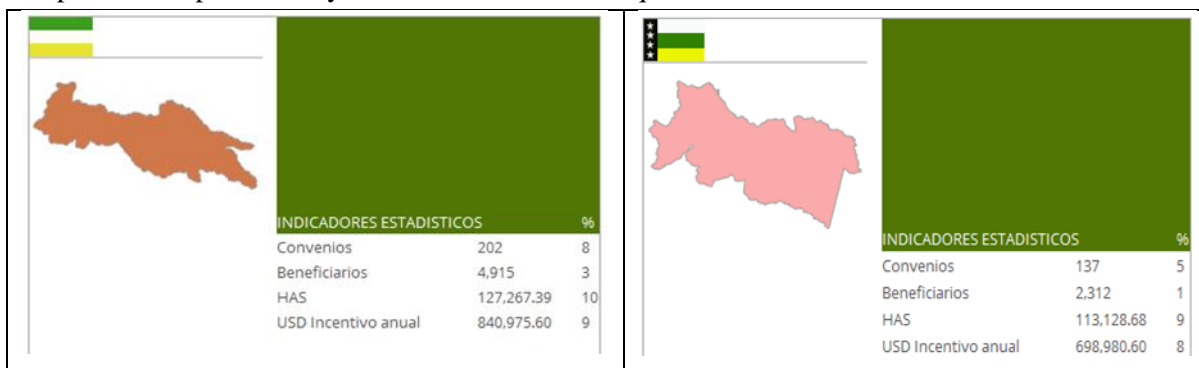


Figura 34. Programa Socio Bosque en Sucumbíos y Orellana.

Otros de los proyectos identificados en el área de ejecución del proyecto se observó en la comunidad kichwa Añangu, que se encuentra ubicada en el Parque Nacional Yasuní, Provincia de Orellana; tiene como principal actividad económica productiva el turismo comunitario. Los ingresos que obtienen del turismo comunitario son invertidos en infraestructura básica de supervivencia, como es el mejoramiento de la Unidad Educativa (escuela y colegio), mejoramiento continuo del dispensario de salud y el suministro de desayuno y almuerzo escolar; y una pequeña carpintería artesanal.

¹⁵ REST, (2011): Manual De Buenas Prácticas De Turismo Comunitario, Orellana-Ecuador.

El uso de motores a diésel para generar energía eléctrica, así como del GPL y la leña para la cocción, ocasionan un cierto grado de contaminación ambiental, y la idea de disponer de un sitio adecuado para el eco-turismo, lo cual se contradice con los dispositivos que actualmente lo están utilizando. En ese contexto surge la idea de que a través del proyecto de Ecoeficiencia Industrial, desarrollado por el Ministerio de Industrias y Productividad, dotar de tecnologías limpias y amigables con el medio ambiente a fin de mitigar en un buen porcentaje esta realidad e iniciar un proceso educativo y de orientación a la utilización de una agroindustria sostenible, dado que la comunidad tiene la intención de reubicarse formando un centro poblado, el mismo que va a requerir nuevos emprendimientos productivos.

Analizando todos estos factores optaron en esta comunidad por instalar una solución técnica híbrida (fotovoltaica-térmica) de 6kWp que genera el 60% de energía renovable para la comunidad aprovechando los recursos naturales existentes.



Figura 35. Microred Híbrida comunidad Añangu.

4.6. Impactos socioeconómicos en el territorio

Los recursos que se obtienen por la explotación de petróleo no se invierten en desarrollo local, pese que la región amazónica ha contribuido enormemente al presupuesto del estado, sólo entre un 3 y 4% de ese presupuesto se reinvierte en la Amazonía, en donde se registran los mayores indicadores de pobreza del país. Los pocos beneficios para la población de las comunidades indígenas en algunos casos han sido fuentes de empleo temporal de 1,2 a 6 meses que generalmente concierne a muy pocos miembros de la comunidad, víveres y dinero, lo cual es poco, ya que cada uno de estos componentes es temporal, todos los beneficios no podrán jamás compensar los problemas medioambientales y sociales que acarrearán.

La institución **COAC-GRAMEEN AMAZONAS** es una Cooperativa de Ahorro y Crédito de economía popular y solidaria, que apoya con créditos para el desarrollo social y sostenido de las mujeres micro empresarias y sus familias mediante servicios financieros y no financieros.

4.7. Comunicación regional o local

La Coordinadora de Radio Popular Educativa del Ecuador (CORAPE), existe jurídicamente desde el 4 de enero de 1.990, bajo el reconocimiento del Ministerio de Educación y Cultura, Desde ese entonces viene trabajando en el fortalecimiento de las radios educativas, populares y comunitarias del país, pues es la única organización que agrupa a emisoras y centros de producción directamente vinculados a procesos de desarrollo social a nivel nacional. Con esto busca conseguir la participación ciudadana en el proceso de reconocimiento, validación, identificación con la cultura de sus pueblos, dar espacios a los que antes no lo tenían para que de esta forma se escuche la voz de todos y todas.

CORAPE muchas veces es la única fuente de comunicación e información con la que cuentan las provincias y comunidades que se encuentran un tanto alejadas, geográficamente hablando, de la urbe, por tal motivo, no se constituyen solamente como canales de información, denuncia o entretenimiento, sino también de difusión de formas alternativas de resolver problemas, educación y comunicación desde la cotidianidad de las personas.

La cobertura de CORAPE, llega a un 30% de la población urbana y al 60% de la población rural, forman parte de: La Asociación Latinoamericana de Educación Radiofónica ALER y La Asociación Mundial de Radios Comunitarias, AMARC.

4.8. Sobre fuentes de energía y servicios energéticos en el área.

Conforme a los datos obtenidos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), estas provincias cuentan con una cobertura del 82,94%, también es posible evidenciar que la cobertura a nivel rural es apenas de un 70,42%, conforme se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Tabla 70. Cobertura eléctrica en las 2 provincias

Área de Concesión	URBANO			RURAL			Total Usuarios con servicio eléctrico	Total Total Viviendas	Total % Cobertura
	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	% Cobertura	Usuarios con servicio eléctrico	Total Viviendas	% Cobertura			
CNEL-Sucumbíos	40.244	44.195	91,06%	20,18	28.656	70,42%	60.424	72.851	82,94%
PROVINCIA	URBANO			RURAL			Total Usuarios	Total Total Viviendas	Total % Cobertura
	Usuarios	Total	%	Usuarios	Total	%			
ORELLANA	15.894	17,54	90,62%	9.367	13.837	67,70%	25.261	31.377	80,51%
SUCUMBIOS	24.542	26.866	91,35%	11.811	15.916	74,21%	36.353	42.782	84,97%

Fuente: Estadísticas del sector eléctrico. (CONELEC, 2012)

La empresa proveedora encargada de brindar el servicio en las provincias de Orellana y Sucumbíos es la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, que se constituyó en el año 2009, por medio de la cual se fusionaron las Empresas de Distribución: Bolívar S.A., Regional El Oro S.A., Regional Esmeraldas S.A., Regional Guayas - Los Ríos S.A., Manabí S.A., Milagro C.A., Los Ríos S.A, Santo Domingo S.A., Península de Santa Elena S.A. y, Regional.

En cuanto a las viviendas que actualmente cuentan con sistemas de energía renovable no convencional, se cuenta con datos de las comunidades que se encuentran actualmente con sistemas aislados, tal como se detalla en el siguiente cuadro:

Tabla 71. Sistemas fotovoltaicos instalados en la provincia de Sucumbíos

No.	COMUNIDAD	PARROQUIA	CANTON	AÑO DE INSTALACIÓN	CANTIDAD	POTENCIA Wp	Potencia Total KWp	% DE FUNCIONAMIENTO	FUNCIONANDO	SIN FUNCIONAR
SUCUMBIOS										
1	SEGUALLA	SAN ROQUE	SHUSHUFINDI	2004	43	190	8.2	93.0	40	3
2	SABALO	PLAYAS DE CUYABENO	SHUSHUFINDI	2004	45	190	8.6	97.8	44	1
3	TANGAY	SAN ROQUE	SHUSHUFINDI	2004	27	190	5.1	100.0	27	0
4	SAN PABLO DE CANTESIYA	SAN ROQUE	SHUSHUFINDI	2005	72	190	13.7	95.8	69	3
5	PUCA PEÑA	SAN ROQUE	SHUSHUFINDI	2008	13	100	1.3	100.0	13	0
6	YANA ALPA	SAN ROQUE	SHUSHUFINDI	2004	20	100	2.0	70.0	14	6
7	PLAYAS DE CUYABENO	CUYABENO	CUYABENO	2005	90	190	17.1	91.1	82	8
8	TARAPUY	TARAPOA	CUYABENO	2007	21	100	2.1	61.9	13	8
9	TAIKIUA	AGUAS NEGRAS	CUYABENO	2008	21	100	2.1	66.7	14	7
10	IWA	AGUAS NEGRAS	CUYABENO	2008	9	100	0.9	55.6	5	4
11	LOROCACHI CENTRAL	PALMA ROJA	PUTUMAYO	2006	23	100	2.3	0.0	0	23
12	LOROCACHI 2 Y 3	PALMA ROJA	PUTUMAYO	2006	27	100	2.7	59.3	16	11
13	TACÉ	PUERTO EL CARMEN	PUTUMAYO	2006	25	100	2.5	0.0	0	25
14	SUINGUE 1 Y 3	PALMA ROJA	PUTUMAYO	2006	33	100	3.3	0.0	0	33
15	SILVAYACU	PALMA ROJA	PUTUMAYO	2006	29	100	2.9	0.0	0	29
16	PUERTO BOLIVAR	PTO BOLIVAR	PUTUMAYO	2007	22	100	2.2	90.9	20	2
17	BUEN SAMARITANO Y PTO RODRIGUEZ	PTO RODRÍGEZ	PUTUMAYO	2007	20	100	2.0	95.0	19	1
18	BAJO RODRIGUEZ	PTO RODRÍGEZ	PUTUMAYO	2007	4	100	0.4	100.0	4	0
19	TRES FRONTERAS	PTO RODRÍGEZ	PUTUMAYO	2007	21	100	2.1	90.5	19	2
20	CUEMBI	SANTA ELENA	PUTUMAYO	2010	22	150	3.3	81.8	18	4
21	LA CEIBA	SANTA ELENA	PUTUMAYO	2010	21	150	3.2	81.0	17	4
22	SAN JOSE DE WSUYA	SANTA ELENA	PUTUMAYO	2010	21	150	3.2	85.7	18	3
23	SANTA ELENA	SANTA ELENA	PUTUMAYO	2010	35	150	5.3	85.7	30	5
24	NUEVA UNION	SANTA ELENA	PUTUMAYO	2010	9	150	1.4	88.9	8	1
25	ALTO YOCARA	SANTA ELENA	PUTUMAYO	2010	6	150	0.9	100.0	6	0
26	EL PROGRESO	PUERTO EL CARMEN	PUTUMAYO	2010	19	150	2.9	84.2	16	3
27	EL LITORAL	PUERTO EL CARMEN	PUTUMAYO	2010	23	150	3.5	91.3	21	2
28	MONTEPA	PUERTO EL CARMEN	PUTUMAYO	2010	18	150	2.7	88.9	16	2
29	AGUAS BLANCAS	PUERTO EL CARMEN	PUTUMAYO	2010	25	150	3.8	88.0	22	3
30	SANTA ROSA PALMA ROJA	PACAYACU	PUTUMAYO	2010	20	150	3.0	95.0	19	1
31	TIGRE PLAYA	SANTA ELENA	PUTUMAYO	2010	23	150	3.5	87.0	20	3
32	YANA AMARUM	PACAYACU	PUTUMAYO	2010	13	150	2.0	84.6	11	2
33	UNIÓN LOJANA	TARAPOA	LAGO AGRIO	2007	27	100	2.7	0.0	0	27
34	CUCHAPAMBA 1	SANTA CECILIA	LAGO AGRIO	2006	30	100	3.0	40.0	12	18
35	CUCHAPAMBA 2	SANTA CECILIA	LAGO AGRIO	2006	33	100	3.3	42.4	14	19
SUBTOTAL					910		128.7		647	263
comunidades a las cuales llevo la red convencional										

Fuente: Informe de comunidades con Sistemas Fotovoltáicos (EEQ,2012)

En cuanto a las viviendas que actualmente cuentan con sistemas de energía renovable no convencional aislados se cuenta con datos de las comunidades que se encuentran actualmente con sistemas aislados tal como se detalla en el siguiente cuadro:

Tabla 72. Sistemas fotovoltaicos instalados en la provincia de Orellana

No.	COMUNIDAD	PARROQUIA	CANTON	AÑO DE INSTALACIÓN	CANTIDAD	POTENCIA Wp	Potencia Total KWp	% DE FUNCIONAMIENTO	FUNCIONANDO	SIN FUNCIONAR
1	YUTURI	CAP AUGUSTO RIVADE	AGUARICO	2010	37	150	5.6	97.3	36	1
2	ÑEONENO	CONONACO	AGUARICO	2011	27	190	5.1	88.9	24	3
3	TERERE COCA	EDEN	ORELLANA	2010	15	150	2.3	80.0	12	3
4	SAN ROQUE COCA	EDEN	ORELLANA	2010	24	150	3.6	100.0	24	0
5	SANI ISLA	TARACOA	ORELLANA	2010	29	150	4.4	86.2	25	4
6	AÑANGU	TARACOA	ORELLANA	2010	36	150	5.4	94.4	34	2
7	NUEVA PROVIDENCIA	TARACOA	ORELLANA	2010	18	150	2.7	83.3	15	3
8	INDILLAMA	TARACOA	ORELLANA	2010	42	150	6.3	95.2	40	2
9	SAN FRANCISCO DE CHICTA	TARACOA	ORELLANA	2010	14	150	2.1	92.9	13	1
10	MANDARIPANGA	DAYUMA	ORELLANA	2011	37	190	7.0	91.9	34	3
11	NANTIP	DAYUMA	ORELLANA	2011	14	190	2.7	85.7	12	2
12	CHAMBIRA URKU	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2011	11	190	2.1	90.9	10	1
13	ATACAPI	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2010	22	150	3.3	90.9	20	2
14	CANOA YACU	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2010	24	150	3.6	87.5	21	3
15	LUMUCHA	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2010	14	150	2.1	85.7	12	2
16	10 DE AGOSTO	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2010	14	150	2.1	100.0	14	0
17	SAN PEDRO SUMAC YACU	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2010	30	150	4.5	86.7	26	4
18	CURIYACU	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2011	11	190	2.1	90.9	10	1
19	DOMINGO PLAYA	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2011	21	190	4.0	90.5	19	2
20	CAÑARIS	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2011	20	190	3.8	95.0	19	1
21	RESERVA SAN JOSÉ	SAN JOSÉ DE GUAYUSA	ORELLANA	2011	90	190	17.1	18.9	17	73
SUBTOTAL					550		91.74		437	113

Fuente: Informe de comunidades con Sistemas Fotovoltáicos (EEQ,2012)

De igual forma, en varias de las comunidades del universo considerado para este proyecto, en donde se encuentran instalados sistemas fotovoltaicos aislados y que han sido visitados por parte de la Fundación Española Ingeniería Sin Fronteras, el estado de funcionamiento de las instalaciones se describe porcentualmente en los siguientes gráficos:



Figura 37. Estado actual de funcionamiento de SFV. (ISF,2013)



Figura 38. % de Reparaciones. (ISF,2013)



Figura 39. Comportamiento de la Batería. (ISF,2013)

4.9. Preselección de comunidades

Para realizar la selección de la comunidad beneficiaria del sistema de microred fotovoltaico, se consideró los siguientes parámetros de priorización:

- Comunidades conformadas por un número entre 15 a 30 familias.
- Comunidades que cuenten con un sistema de generación térmica.
- Comunidades que cuenten con procesos productivos.
- Comunidades que se encuentren a una distancia superior a 5 Km del Sistema Nacional Interconectado (SNI).
- Comunidades que cuenten con recursos renovables (hídrico, solar, eólico, etc.).

- Comunidades con accesibilidad para el acceso de Equipos (Terrestre, fluvial, aéreo, etc).
- Comunidades que tengan escuelas y/o subcentros de salud.
- Comunidades que tengan capacidad y voluntad de pago por el servicio de energía eléctrica.
- Comunidades concentradas que permitan la instalación de una micro red.
- Comunidades que presenten evidencia de organización (Proyectos, gestión, legalización, etc.)
- Comunidades que se comprometan a colaborar durante la ejecución del proyecto.

Comunidades Identificadas

Provincia Sucumbíos

- Bajo Rodríguez
- Playas de Cuyabeno

Provincia Orellana

- Zancudococha
- Llanchama
- Samona

Se conoció de la instalación en la comunidad “Playas de Cuyabeno” de una ciudad con todos los servicios básicos de una ciudad urbana, por lo cual se dejó solo a Bajo Rodríguez como una posible opción en sucumbíos.

Por otra parte, la optimización y limitación del recurso económico previsto en la actividad de identificación y la existencia de 2 comunidades dentro de parques naturales (Cuyabeno y Yasuní) decantaron finalmente la decisión hacia las tres comunidades de Orellana que finalmente fueron visitadas.

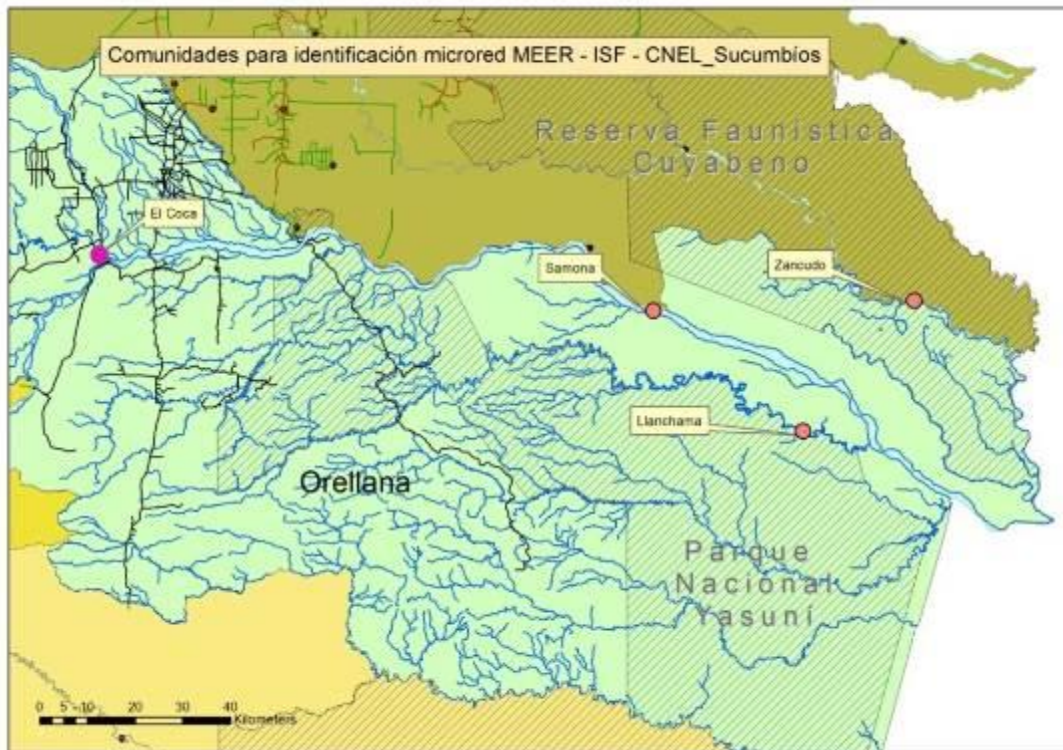


Figura 40. Comunidades preseleccionadas en Orellana. (ISF,2013)

4.10. Selección de indicadores

Para realizar una evaluación integral, verificable y comparable de la situación actual de las comunidades del área rural de las provincias de Orellana y Sucumbíos, se deben considerar indicadores objetivamente verificables de variables determinantes en la toma de decisiones sobre la definición del área meta para la puesta en marcha del Proyecto Piloto.

Complementariamente se debe considerar el acceso sostenible a los recursos naturales para la realización del proyecto. Para el logro de los objetivos se deben considerar los siguientes indicadores, que permitirán tener un escenario de información:

Tabla 73. Indicadores a considerar para la evaluación de la comunidad beneficiaria

INDICADORES A CONSIDERAR EN LA COMPARACIÓN DE COMUNIDADES	
Parámetro	Indicador
Pobreza	Ingreso familiar por mes
Infraestructura Eléctrica	Existe o no existe actualmente o en el corto plazo, acceso a la red de distribución.
Nivel de dispersión: Conformación y Distribución de la población rural	Kms. de distancia a la red y distancia en metros entre viviendas.
Participación de la Mujer	Hay participación de la mujer en las decisiones de la comunidad (en comités y comisiones)
Capacidad y voluntad de pago	Gasto actual en combustibles alternativos para iluminación (Q/mes) Cuanto están dispuestos a pagar (Q/mes)
Organización Comunitaria	Existe actualmente (si / no), Voluntad para mejorarla (si / no)
Cooperación Interinstitucional	Organizaciones o programas ejecutándose en la comunidad (Cantidad)
Programas de Apoyo de Gobiernos Locales.	Programas y entidades actualmente en la comunidad
Tipo de recurso a explotar	Que tipo de recurso existe en la comunidad: eólico, hídrico o solar
Tipo de Acceso a la Comunidad.	Cual es el tipo de acceso a estas comunidades preseleccionadas pueden ser Fluvial, Terrestre, Aéreo.
Comunidades que tengan escuelas y/o subcentros de salud	En estas comunidades poseen Sí o No un centro escolar o Subcentro de Salud

Fuente: Informe de indicadores sociales (MEER, 2015)

4.10.1. Metodología de Levantamiento de información

Para recabar toda la información y lograr el objetivo de seleccionar a una comunidad para que sea beneficiada con el proyecto piloto, se gestionó la información realizando visitas in situ a las comunidades de Samona, Llanchara y Zancudococha, comunidades que fueron preseleccionadas.

Además de realizar entrevistas a nivel de técnicos y autoridades del municipio de Aguarico a las que pertenecen estas comunidades, líderes comunitarios, y encuestas a nivel residencial, se realizó reuniones con los técnicos responsables del sistema de generación térmica, profesores, entre otros.

La integración de información se ha llevado a cabo mediante modelos sencillos desarrollados a través de tablas en hojas de cálculo.

Paralelamente a la integración de la información técnica de campo, se realizó la integración de la información procedente de las entrevistas y encuestas realizadas en las comunidades.

4.10.2. Resultados Esperados

Se espera que mediante este proceso pueda proponerse y validar la selección y conocer qué comunidades tienen desventaja competitiva, que reúnan características preferentes, tales como:

- Comunidades que están distantes del sistema nacional interconectado, y con probabilidades nulas de ser energizadas mediante la extensión de la red del Sistema Nacional Interconectado (SNI).
- Comunidades que no tengan dispersión entre sus viviendas, es decir que se encuentren agrupadas.
- Comunidades cuyos integrantes manifiesten mayor voluntad de participar organizadamente y tengan necesidades básicas que puedan ser atendidas mediante la incorporación de la energía rural con el sistema a instalar.
- Familias deseosas que aprovechen el servicio eléctrico, fomentando sus usos productivos con energía e integrando a la población en el desarrollo productivo de la comunidad.
- Donde existan mayor oportunidad de implementar proyectos con energías renovables (agua, sol, viento), con estrategias adecuadas, sin ningún impacto al medio ambiente.
- Comunidades donde la mujer tenga decisión en las asambleas realizadas por la comunidad y que pertenezcan a las diferentes directivas establecidas por la comunidad.
- Comunidades que desarrollen proyectos con instituciones gubernamentales, provinciales o cantonales, en beneficio de la comunidad.

4.11. Parámetros e indicadores considerados para la priorización

Se presenta el resultado de un proceso de búsqueda de información sobre parámetros influyentes en la selección final de la comunidad meta, en la cual se estará implementando el proyecto piloto.

A continuación, se puede observar el porcentaje de electrificación total de cada uno de los cantones de la provincia de Orellana.

El cantón Aguarico de la provincia de Orellana, a la cual pertenecen las comunidades identificadas como posibles beneficiarias del proyecto piloto, reflejan el porcentaje más bajo de electrificación.

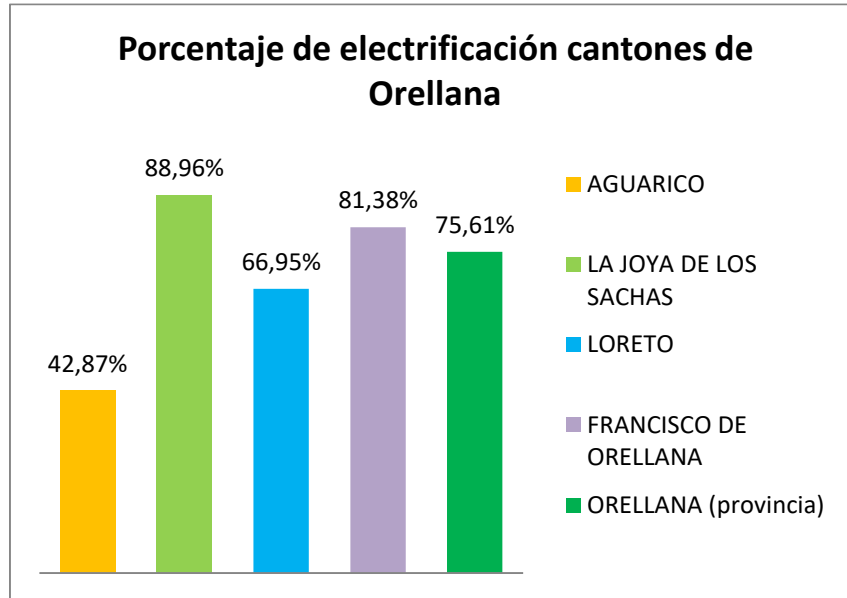


Figura 41. Porcentaje de electrificación en cantones de Orellana. (ISF, 2013)

A nivel local en Samona Yuturi únicamente el centro poblado dispone de tendido eléctrico y generador a diésel proporcionado por Petrobras, éste abastece a pocas familias situadas alrededor del centro comunal, escuela, casa comunal y centro de salud.

Un operador comunitario se encarga de encender el generador y es remunerado con un salario básico por parte del GAD Municipal de Aguarico que también abastece de combustible (170 a 190 galones de diésel) y demás insumos para mantenerlo en operación. El horario de funcionamiento es de 8:00 a 12:00 en la mañana y de 18:00 a 22:00 en la noche.

La mayoría de familias de Samona Yuturi se encuentran a orillas del río Napo, varias viviendas y la cabaña turística disponen de sistemas fotovoltaicos (36 sistemas en total).

En Llanchama, el servicio eléctrico llega a todas las viviendas del centro poblado, el tendido eléctrico cubre 650 m. al margen derecho, faltando por electrificar 3 familias a las cuales no les llega la red eléctrica por encontrarse a más de 300 m. del último poste y al margen izquierdo cubre 600 m. El generador y tendido eléctrico fue donado por Petrobras como compensación a la comunidad.

El horario de servicio es de 08:00 a 12:00 de la mañana y de 18:00 a 22:00 por la noche. El Gobierno Municipal de Aguarico remunera a un operador comunitario con un salario básico y es capacitado frecuentemente por técnicos del municipio en temas de operación y mantenimiento. Es encargado de encender y apagar el generador en los horarios establecidos además de llevar el combustible que entrega el municipio mensualmente entre 150 y 170 galones de diésel.

La mayoría de las viviendas de Zancudococha se encuentran ubicadas en el centro poblado, excepto dos viviendas que se encuentran al otro lado de la ribera del río Aguarico que no disponen del servicio eléctrico.

Se abastecen de electricidad a través de un generador y tendido eléctrico instalado por el Municipio de Aguarico. La gestión para operación se realiza igual que las anteriores comunidades, disponen de un operador comunitario que se encarga del mantenimiento, puesta en funcionamiento al generador en horario de 8:00 a 12:00 y 18:00 a 22:00, el combustible lo facilita el municipio (200 galones cada 40 días).

4.12. Dispersión a la red y entre viviendas

4.12.1. Dispersión de las Comunidades a la Red o Generador

Para que estas comunidades consten en los planes de expansión de red conectadas al SNI, se debe realizar estudios de impacto ambiental por cuanto se encuentran en Parques Nacionales, como es el caso de la comunidad de Llanhama, la cual está ubicada en el Parque Nacional Yasuní y la comunidad de Zancudococha que se ubica en la Reserva de producción faunística Cuyabeno.

Existen generadores cercanos a estas comunidades ubicadas en la cabecera cantonal de Aguarico y en la Parroquia Nuevo Rocafuerte con los siguientes datos técnicos:

Tabla 74. Características de los generadores cercanos a las comunidades.

Nombre	Tiputini	Nombre	Nvo. Rocafuerte
<i>Empresa Eléctrica</i>	CNEL Sucumbíos	<i>Empresa Eléctrica</i>	CNEL Sucumbíos
<i>Tipo de Energía</i>	No Renovable	<i>Tipo de Energía</i>	No Renovable
<i>Potencia Nominal (MW)</i>	0,16	<i>Potencia Nominal (MW)</i>	0,45
<i>Potencia Efectiva (MW)</i>	0,12	<i>Potencia Efectiva (MW)</i>	0,37
<i>Incorporado al SNI</i>	No Incorporado	<i>Incorporado al SNI</i>	No Incorporado

Fuente: Geoportal (CONELEC, 2015)

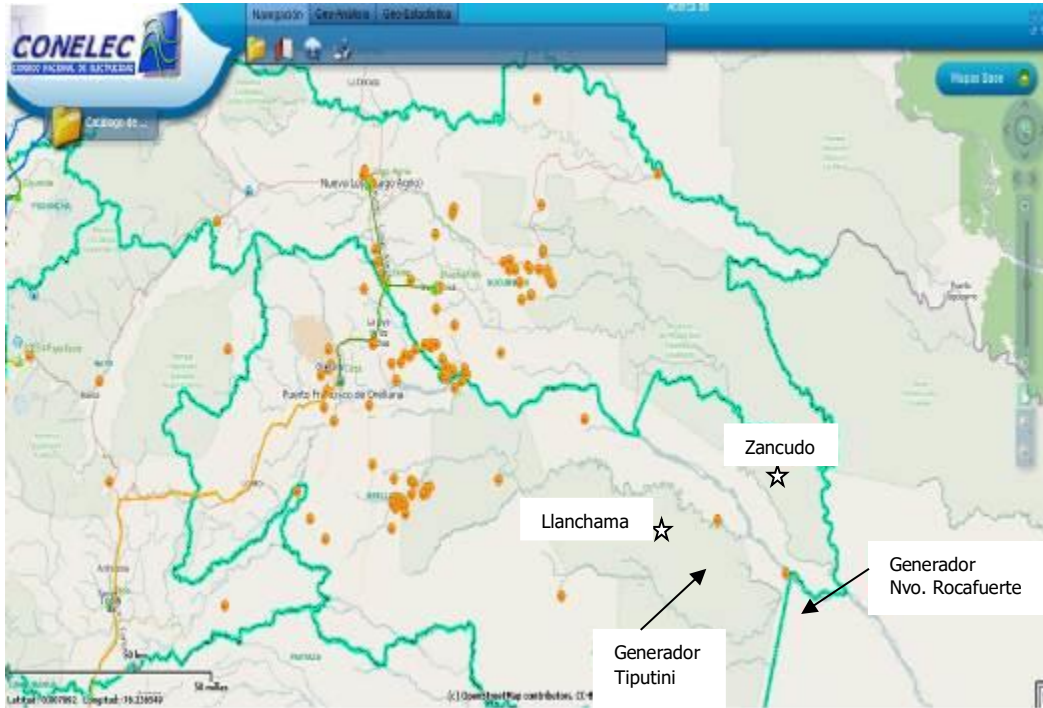


Figura 42. Ubicación de Zancudo y Llanachama a los puntos de generación más cercanos. (CONELEC, 2015)

Las distancias entre las comunidades a los generadores más cercanos son:

Tabla 75. Características de los generadores cercanos a las comunidades.

Comunidad	Generador	Distancia (km) en línea recta
Llanachama	Nvo. Rocafuerte	165 km
	Tiputini	27 km
Zancudococha	Nvo. Rocafuerte	32 km
	Tiputini	17 km

Fuente: Geoportal (CONELEC, 2015)

4.12.2. Dispersión entre viviendas en las comunidades.

Descripción de las viviendas de la comunidad de Llanachama

La comunidad de Llanachama consta de un centro poblado de 20 viviendas, una escuela, una cancha cubierta, un comedor, cabe destacar que esta comunidad se encuentra agrupada.

Las viviendas de la comunidad de Llanachama están dispersas en un rango de 5 a 15 metros de distancia, además se pudo comprobar la existencia de un tendido eléctrico que sirve para dotar de energía desde el generador que posee la comunidad hacia dichas viviendas.

A continuación, se indica los puntos georeferenciados tomados en la comunidad en la visita realizada, mediante una captura de pantalla del software Google Earth, en la misma se puede apreciar la agrupación de la comunidad.

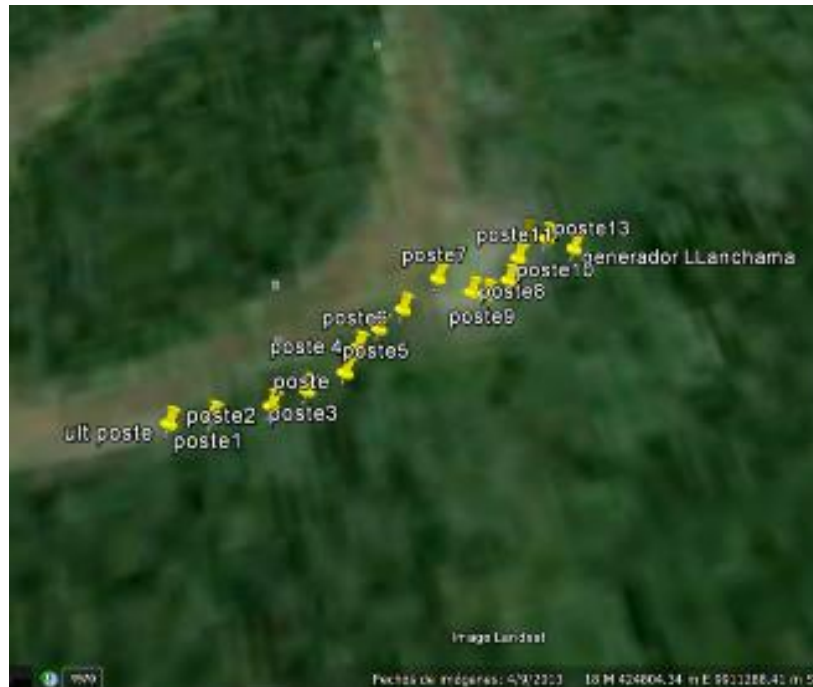


Figura 43. Distribución de la comunidad Llanchara. (MEER, 2015)

Descripción de viviendas en la comunidad de Zancudococha

La comunidad de Zancudococha se ubica en la ribera del río Aguarico, posee un centro poblado de 20 viviendas, una escuela, una cancha cubierta, un comedor comunal, la junta parroquial. Cabe destacar que esta comunidad se encuentra agrupada.

Las viviendas de la comunidad están dispersas de 5 a 10 metros de distancia, además se pudo comprobar la existencia de un tendido eléctrico que sirve para dotar de energía desde el generador que posee la comunidad.

Con los puntos georreferenciados tomados en la visita realizada a esta comunidad a continuación se indica la ubicación exacta de las viviendas y la postería en la comunidad mencionada.



Figura 44. Ubicación de las viviendas comunidad Zancudo. (MEER, 2015)

4.13. Capacidad y voluntad de pago

En la visita que se realizó a estas comunidades se socializó el proyecto y los objetivos del mismo, además se realizó una encuesta, la misma que se efectuó en dos partes:

- En la reunión general se preguntó si la comunidad está dispuesta a realizar un pago por el servicio de energía con un sistema fotovoltaico.
- Se realizó una encuesta puerta a puerta, consultando hasta qué valor podrían cancelar por el servicio.

A continuación, se muestra los resultados de las encuestas:

Tabla 76. Servicios energéticos en las comunidades de Llanchama y Zancudo Cocha

Servicios Energéticos Comunidad Llanchama							
	Personas que contestaron		Valor				
	Si	No	\$ 1,00	\$ 2,00	\$ 3,00	\$ 4,00	\$ 5,00
Está de acuerdo con la construcción de una microred en su comunidad	23	1					
Estarían Dispuestos en invertir en sistemas energéticos? Cuanto?	23	1	8	1			14

Servicios Energéticos Comunidad Sancudo							
	Personas que contestaron		Valor				
	Si	No	\$ 1,00	\$ 2,00	\$ 3,00	\$ 4,00	\$ 5,00
Está de acuerdo con la construcción de una microred en su comunidad	29						
Estarían Dispuestos en invertir en sistemas energéticos? Cuanto?	29		1			2	28

Comunidad Llanchama

Pregunta	Cantidad de personas	
	Si	No
La comunidad se encuentra en capacidad de pago por el servicio de energía eléctrica	todas	ninguna

Comunidad Zancudococha

Pregunta	Cantidad de personas	
	Si	No
La comunidad se encuentra en capacidad de pago por el servicio de energía eléctrica	todas	ninguna

Fuente: Informe de Selección de la comunidad (MEER, 2015)

4.14. Organización comunitaria

Las comunidades Samona-Yuturi, Llanchama y Zancudococha se encuentran ubicadas en las orillas de los ríos Napo, Tiputini y Aguarico respectivamente. Estas comunidades han elegido asentarse en las orillas de los ríos por representar un medio de transporte importante para la población, debido a que es el principal vínculo de comunicación con las demás comunidades y pueblos cercanos, además del río obtienen parte de su alimentación.

Estas comunidades han establecido centros poblados que disponen de una escuela, una casa para el profesor, una casa comunal donde se realizan las asambleas, reuniones, eventos comunitarios y también se ubican algunas viviendas alrededor del centro comunal, el resto de las viviendas se distribuyen algo dispersas, característica de la cultura kichwa, pero que no dificulta la unión de estas comunidades en la participación de proyectos.

La estructura de estas comunidades se basa en la familia, estas familias a su vez, conforman las comunidades que actúan según las disposiciones realizadas por la directiva. Por lo general las comunidades mantienen asambleas mensuales donde toman decisiones consensuadas, las autoridades presentan sus informes, realizan actividades y gestiones de interés.

Los miembros de la directiva duran en funciones un año para el caso de Samona y Llanchama y dos años en la comunidad Zancudococha, y son elegidos por los socios de la comunidad en una asamblea.

Cada comuna tiene sus estatutos, actúan en función de sus propias políticas para dar soluciones y propuestas a los problemas que se suscitan en la comunidad, los socios tienen voz y voto excepto aquellos socios que viven ahí pero que aún no son reconocidos.

Las comunidades también organizan el comité de padres de familia en cada centro educativo que se reúne cada mes. Realizan actividades como reuniones con los profesores, preparación de la alimentación y fiestas escolares.

Las comunidades Samona, Zancudococha y Llanchama pertenecen a la Federación Interprovincial de Comunas y Comunidades Kichwa de la Amazonía Ecuatoriana (FICCKAE), creada con Acuerdo Ministerial N° 1565 del 09 de septiembre del 2009, conformada por 120 comunidades filiales, su Presidenta es Blanca Grefa.

Comuna Kichwa Samona-Yuturi

La comunidad se encuentra asentada en dos cantones de la provincia de Orellana (Francisco de Orellana, parroquia El Edén; Aguarico parroquia Capitán Augusto Rivadeneira) y en menor extensión en un cantón de la provincia de Sucumbíos (Shushufindi parroquia Pañacocha).

Está conformada por 118 socios, reunidos en 64 familias conformadas por núcleos de dos a nueve integrantes, agrupando un total de 285 habitantes asentados en un territorio de 38.000 hectáreas.

Con fecha 09 de febrero de 1997, la Comuna Kichwa Samona-Yuturi, obtuvo su personería jurídica, mediante Acuerdo Ministerial N° 0078 del Ministerio de Agricultura y Ganadería.

Comuna Kichwa Llanchama

La comunidad Llanchama se encuentra ubicada en la Parroquia Yasuní cantón Aguarico provincia de Orellana y está conformada por 65 socios, dispone de 148 habitantes y tiene 27.000 hectáreas de territorio.

Está organizada bajo la personería Jurídica de la comunidad Llanchama que la obtuvo mediante Acuerdo Ministerial N° 2285 del Ministerio de Bienestar Social (Actual Ministerio de Inclusión Económica y Social).

Comuna Kichwa Zancudococha

Está ubicada en el Parque Nacional Cuyabeno, parroquia Yasuní, cantón Aguarico de la provincia de Orellana, es la cabecera parroquial, está constituida aproximadamente por 92 socios activos jurídicos y 154 habitantes en un territorio de 78.000 hectáreas.

Los directivos y sus socios se reúnen en asamblea mensualmente, y cuando es necesario de manera extraordinaria, una de las actividades que se planifica es limpieza de los linderos, limpieza del área comunal.

Según acuerdo ministerial N° 1441 con fecha 23 de abril de 2009 del Consejo de desarrollo de las Nacionalidades y Pueblos del Ecuador (CODENPE) se crea jurídicamente la comuna Zancudococha.

4.15. Tipo de recurso a explotar en la comunidad

En las comunidades de estudio existe tendidos eléctricos con generación térmica cuya distribución espacial se muestra a continuación:



Figura 45. Tendido eléctrico Zancudococha. (MEER, 2015)

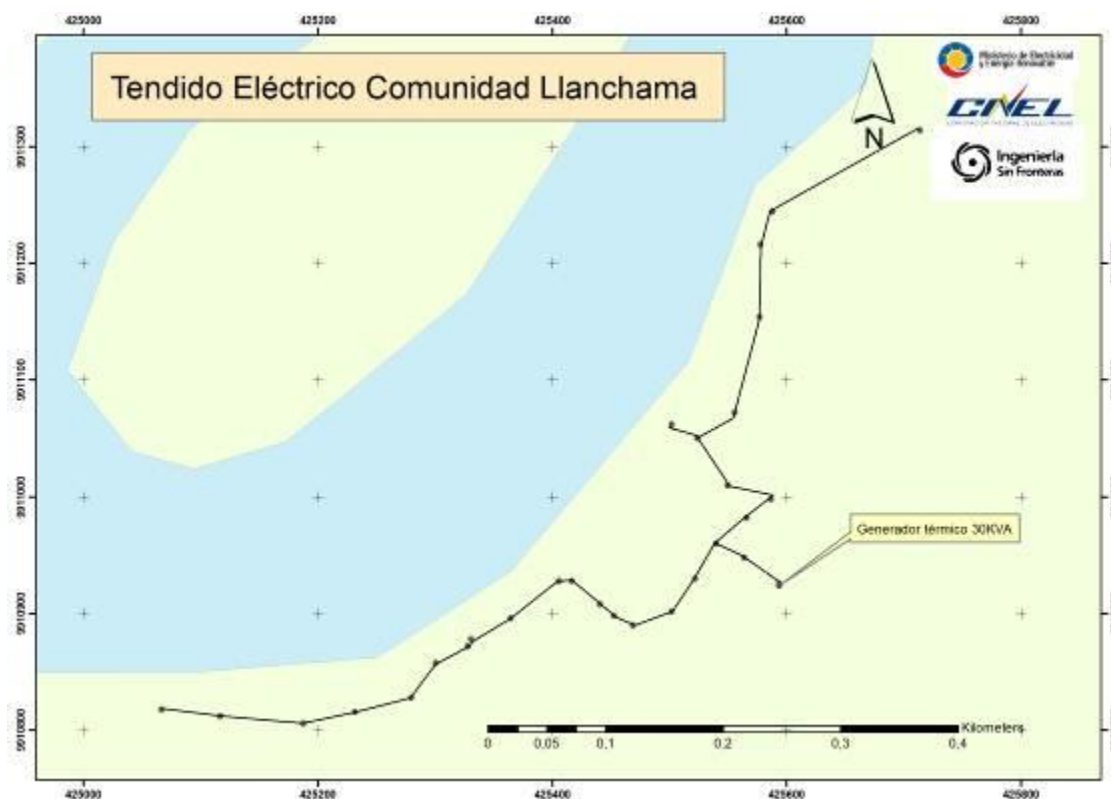


Figura 46. Tendido eléctrico en Llanchama. (MEER, 2015)

La dificultad para mantener el servicio eléctrico con esta tecnología en sistemas aislados se menciona a continuación:

- Entrega periódica de combustible por parte del Municipio de Aguarico con fuertes costos asociados a la logística de transporte en el Cantón Aguarico, íntegramente accesible por vía fluvial.
- Operación y mantenimiento con necesidad de seguimiento cercano por parte de técnicos experimentados.
- Producción de gases de efecto invernadero, y de contaminación sonora en un lugar de especial sensibilidad ambiental como es la Reserva Faunística del Cuyabeno.

4.16. Acceso a las comunidades

Las comunidades visitadas se encuentran en la provincia de Orellana, Samona Yuturi en el cantón Francisco de Orellana, Llanchama y Zancudococha en el cantón Aguarico. Desde la ciudad de Quito se puede acceder ya sea vía aérea (45 min.) o terrestre hasta la ciudad Francisco de Orellana (4h45 min en automóvil ó 7 horas aproximadamente en autobús), luego el acceso es vía fluvial desde Francisco de Orellana hasta las comunidades.

La comunidad Samona Yuturi se encuentra en la ribera del río Napo, cerca del límite entre los cantones de Orellana y Aguarico. Debido a su localización, el acceso se realiza mediante transporte fluvial. Desde

Francisco de Orellana (Coca) en lancha rápida hasta el muelle de la comunidad toma tres horas de viaje recorriendo una distancia de 130 km.

La comunidad Llanchama se encuentre en el parque Nacional Yasuní, en el río Tiputini. El acceso desde Francisco de Orellana hasta la comunidad se realiza vía fluvial recorriendo una distancia de 240 km en un tiempo de 5 horas y media en lancha rápida.

4.17. Resultados por comunidades

A continuación, se describe las características más importantes de las comunidades visitadas.

4.17.1. Comunidad Llanchama

Es la última comunidad kichwa antes del territorio Huaorani, en las riberas del río Tiputini. La comunidad se encuentra en la provincia de Orellana, cantón Aguarico, parroquia Sta. María de Huirima; desde Quito se puede acceder vía aérea (45 min.) o terrestre hasta la ciudad Francisco de Orellana (4h45 min en automóvil o 7 horas aproximadamente en autobús), luego el acceso es vía fluvial desde Francisco de Orellana hasta la comunidad Llanchama (8 horas aproximadamente).

Tabla 77. Ubicación de la comunidad Llanchama

PROVINCIA	CANTON	PARROQUIA	COMUNIDAD	COORDENADAS UTM
ORELLANA	AGUARICO	Sta. María de Huirima	LLANCHAMA	18S 425594; 9910924

Fuente: Informe de Selección de la comunidad



Figura 47. Izquierda centro poblado de la comunidad Llanchama, Derecha cabaña turística.

El levantamiento de información social en el área de concesión de la EED Sucumbíos se realizó en la comunidad de Llanchama a los jefes de hogar de 28 viviendas de un total de 33 hogares, esto representó un 85% de efectividad en el levantamiento de información.

Tabla 78. Efectividad del levantamiento de la información

TOTAL FAMILIAS	33
TOTAL ENCUESTAS	28
% EFECTIVIDAD	85%

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

El 100% de la población entrevistada se autodefinió étnicamente de la nacionalidad Kichwa.

Tabla 79. Autodefinición Étnica

	MASC	FEM	TOTAL
KICHWA	54	58	100%
TOTAL	54	58	100%

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

La composición por sexo de la población entrevistada fue de 54 hombres (48,21%) y 58 (58%) mujeres para un total de 112 personas registradas.

Tabla 80. Distribución de la población por grupos quinquenales

EDAD	MASCULINO	FEMENINO
0 A 4	7	5
5 A 9	8	7
10 A 14	9	11
15 A 19	4	4
20 A 24	5	5
25 A 29	3	1
30 A 34	3	4
35 A 39	4	6
40 A 44	3	2
45 A 49	1	1
50 A 54	1	1
55 A 59	3	4
60 A 64	2	3
65 A 69	1	1
70 A 74	0	0
75 A 79	0	0
80 A 84	0	1
85 A 89	0	2
90 A 94	0	0
95 A 99	0	0
100 A MÁS	0	0
TOTAL POR SEXO	54	58
TOTAL DE POBL.	112	
% DE POB X SEXO	48,21	51,79

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

La pirámide poblacional de la comunidad de Zancudococha, presenta mayor población femenina a lo largo de todos los rangos etarios frente a la población masculina¹⁶. Sin embargo, mantiene una forma progresiva observando disminuciones periódicas dentro de la distribución.

¹⁶ Una de las hipótesis a comprobar es si la población masculina es menor a partir de los 14 años en adelante por razones migratorias ya que en la base de la pirámide poblacional se observa en los primeros rangos de quinquenales mayor cantidad de hombres que de mujeres.

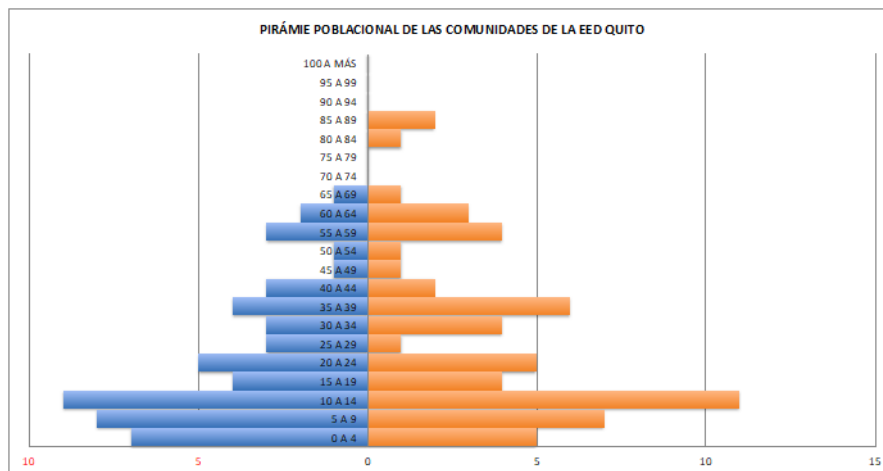


Figura 48. Pirámide Poblacional.

Con respecto al idioma hablado por la población entrevistada, el 63% de la población manifestó hablar Kichwa, un 16% habla Baicocá y Castellano y un 12% habla Castellano y Kichwa.

Tabla 81. Idioma hablado según el sexo de la población entrevistada

IDIOMA	FEMENINO		MASCULINO		TOTAL
	N	%	N	%	
BAICOCÁ	1	1,23	0	0,00	0,62
BAICOCÁ - ANGAE – CAST.	0	0,00	1	1,25	0,62
CASTELLANO - BAICOCÁ	11	13,58	14	17,50	15,53
CASTELLANO	5	6,17	7	8,75	7,45
KICHWA	55	67,90	47	58,75	63,35
CASTELLANO - KICHWA	9	11,11	11	13,75	12,42
TOTAL	81	100,00	80	100	100

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

La condición de alfabetismo, muestra que un 96% de la población manifestó saber leer y escribir frente al 4% que es analfabeta. Con respecto a la distribución por sexo de esta variable son más los hombres que saben leer y escribir que las mujeres, condición que se mantiene en todas las 23 comunidades de la muestra visitada.

Tabla 82. Condición de alfabetismo según el sexo

CONDICIÓN	FEMENINO		MASCULINO		TOTAL	
	N	%	N	%	N	%
SÓLO LEER	0	0,00	0	0,00	0	0,00
LEER Y ESCRIBIR	56	94,92	51	96,23	107	95,54
SÓLO ESCRIBIR	0	0,00	0	0,00	0	0,00
NI LEER NI ESCRIBIR	3	5,08	2	3,77	5	4,46
TOTAL	59	100,00	53	100,00	112	100,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

De forma tal que la variable asistencia a clases, establece que el 56% de la población asiste actualmente a clases frente a un 44% que no asiste a ningún centro educativo, de igual forma cuando observamos la desagregación por sexos vemos que los hombres acceden más a la educación que las mujeres.

Tabla 83. Asistencia a clases de la población

ASISTENCIA	FEMENINO		MASCULINO		TOTAL	
	N	%	N	%	N	%
SI	31	53,45	32	59,26	63	56,25
NO	27	46,55	22	40,74	49	43,75
TOTAL	58	100,00	54	100,00	112	100,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

De forma que la asistencia al centro educativo se da principalmente a la escuela primaria con un 38% y a la educación básica, secundaria o colegio. Sin embargo, hay un porcentaje importante de la población que declaró no asistir a ningún centro educativo 19%.

Tabla 84. Centro de educación al que asiste la población

TIPO DE CENTRO EDUCATIVO	N	%
0. Ninguno	21	18,8
1. Centro de Alfabetización / Educación Básica Adultos	12	10,7
2. Centro de Desarrollo Infantil	10	8,9
3. Primaria/Escuela	42	37,5
4. Educación Básica/Secundaria o Colegio	19	17,0
5. Educación Media	4	3,6
6. Técnico	1	0,9
7. Superior Universitaria	3	2,7
TOTAL	112	100

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Situación ocupacional y gastos

El 100% de los jefes de hogar entrevistados declararon que no recibían ningún tipo de ayuda económica por parte de los familiares que residían fuera de la comunidad.

Tabla 85. Ayuda económica recibida por familiares

REMESAS	FEMENINO		MASCULINO		TOTAL	
	N	%	N	%	N	%
SI	0	0,0	0	0,0	0	0,0
NO	58	100,0	54	100,0	112	100,0
TOTAL	58	100	54	100	112	100

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

La población beneficiaria del Bono de Desarrollo Humano de acuerdo con el cuadro N° 10, corresponde a un 8% del total general, lo que representa al 16% de la población femenina.

Tabla 86. Población Beneficiaria del Bono de Desarrollo Humano

DBH	FEMENINO		MASCULINO		TOTAL	
	N	%	N	%	N	%
SI	9	15,5	0	0,0	9	8,0
NO	49	84,5	54	100,0	103	92,0
TOTAL	58	100	54	100	112	100

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

El porcentaje de la población que se moviliza al menos una vez al mes fuera de la comunidad del 55%, frente a un 46% que declaró no salir de la comunidad, de los cuales son más hombres que mujeres.

Tabla 87. Porcentaje mensual de la población que se moviliza fuera de la comunidad

MOVILIZACION	FEMENINO		MASCULINO		TOTAL	
	N	%	N	%	N	%
SI	30	51,7	31	57,4	61	54,5
NO	28	48,3	23	42,6	51	45,5
TOTAL	58	100	54	100	112	100

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Al indagar sobre los destinos principales de movilización de la población, en la Tabla 88, tenemos que el primer destino de la población que declaró salir de la comunidad al menos una vez al mes es el Coca, ciudad a la que se moviliza el 35% de la población mientras que a tierras orientales se moviliza el 9%, el resto de la población 37% no se moviliza.

Tabla 88. Porcentaje mensual de la población que se moviliza hacia los destinos más cercanos

DESTINO	F	%
NO SALE	51	37,23
TIERRAS ORIENTALES	13	9,49
COCA	48	35,04
TOTAL	112	81,75

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

De estas personas que se movilizan declararon que la movilización únicamente se hace por río y a costos variables dependiendo del tipo de motor que utilice el medio de transporte, presentando un valor mínimo de 15,00 USD, hasta un valor máximo de 250,00 USD, lo que representa un costo promedio mensual de 62,00 USD.

Tabla 89. Costo mínimo y máximo de movilización entre comunidades

MIN	\$ 15,00
MAX	\$ 250,00
PROM	\$ 62,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

La Tabla 90, muestra los motivos principales priorizados por los jefes de hogar que fueron entrevistados, encontrando que el principal motivo de salida de la comunidad es para hacer compras (29%), un 19% de los informantes declararon que el motivo principal era visitar a los familiares que residían fuera de la comunidad, un 17% indicó que se movilizaba por razones de salud o enfermedad y un 12% por motivos de estudios.

Tabla 90. Motivos priorizados de movilización

NIVEL DE IMPORTANCIA	MOTIVO	%
1	Estudios	12
2	Compras	29
3	Visita a familiares	19
4	Salud o enfermedad	17
5	Cobrar el Bono	11
6	Trámites de documentos	12
TOTAL		100,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Por otra parte, cuando se observa la priorización de las actividades diarias hecha por los informantes, tenemos que el 44% de la población se dedica a las labores agrícolas, el 24% manifestó dedicarse al estudio y un 21% a ayudar o participar en las labores del hogar. Sin embargo, la distribución de las

actividades por sexo muestra que continúan siendo las mujeres quienes en mayor porcentaje se dedican a las labores del hogar y a las labores agrícolas, pero acceden menos a la educación. Existe también un 9% de la población en general que participa en labores remuneradas.

Tabla 91. Actividad diaria principal

ACTIVIDAD PRINCIPAL DIARIA	FEMENINO		MASCULINO		TOTAL	
	N	%	N	%	N	%
1. Estudiar	10	17,24	17	31,48	27	24,11
2. Ayudar en las labores del hogar	20	34,48	4	7,41	24	21,43
3. Ayudar en labores agrícolas	24	41,38	25	46,30	49	43,75
4. Trabajo Remunerado	3	5,17	7	12,96	10	8,93
5. Otra	1	1,72	1	1,85	2	1,79
TOTAL	58	100	54	100	112	100

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Estas personas que realizan actividades remuneradas tienen ingresos mínimos de 150,00 USD, máximos de 1000,00 USD y promedios de 442,00 USD, lo que se observa en el Anexo 28, Cuadro N°16.

Tabla 92. Remuneración mínima, máxima y promedio recibida por realizar la actividad principal

MIN	\$ 150,00	PROM	\$ 442,00
MAX	\$1.000,00		

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

El tipo de trabajo realizado corresponde a en su mayoría a trabajadores agropecuarios del hogar sin pagos 35%, mientras un 27% son trabajadores del hogar sin pago, en tercer lugar declararon ser trabajadores agropecuarios no del hogar sin pago 16%, dentro de los tres tipos de trabajos realizados principalmente durante el día.

Tabla 93. Tipo de trabajo realizado según el sexo de la población

TIPO DE TRABAJO REALIZADO	FEMENINO		MASCULINO		TOTAL	
	N	%	N	%	N	%
Trabajador agropecuario del hogar sin pago	25	43,10	14	25,93	39	34,82
Trabajador agropecuario no del hogar sin pago	0	0,00	18	33,33	18	16,07
Trabajador no del hogar sin pago	0	0,00	10	18,52	10	8,93
Trabajador del hogar sin pago	30	51,72	0	0,00	30	26,79
Trabajador agropecuario por cuenta propia	0	0,00	12	22,22	12	10,71
Otra	3	5,17	0	0,00	3	2,68
TOTAL	58	100	54	100	112	100

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

La actividad productiva priorizada, realizada en el hogar se manifiesta de la siguiente manera: un 51% de los jefes de hogar indicó que se dedicaba a la crianza de animales mientras que el 46% a las labores agrícolas y un 3% a otras actividades.

Tabla 94. Actividad productiva priorizada realizada en el hogar

ACTIVIDAD PRODUCTIVA PRIORIZADA		HOGARES	
		N	%
	CRIANZA DE ANIMALES	32	50,79
	AGRICULTURA	29	46,03
	ARTESANÍAS	0	0,00
	OTRAS	2	3,17
TOTALES		63	100,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Tierra producción y comercialización de productos

Con respecto al cultivo de las tierras en el hogar, los jefes de hogar respondieron que en el 48% de los casos si cultivan tierras en su vivienda frente a un 52% que manifestó no cultivar la tierra.

Tabla 95. Cultivo de tierras en el hogar

¿CULTIVA TIERRAS EN SU HOGAR?	HOGARES	
	N	%
SI	34	47,89
NO	37	52,11
TOTALES	71	100,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Ante la inquietud de si las tierras que se cultivaban en el hogar pertenecían o no a algún miembro del grupo familiar, los informantes declararon en el 82% de los casos que si frente al 18% que indicó que las tierras no eran del grupo familiar.

Tabla 96. Tenencia de tierras en el hogar

¿LAS TIERRAS QUE CULTIVAN PERTENECEN A ALGÚN MIEMBRO DEL GRUPO FAMILIAR?	HOGARES	
	N	%
SI	27	81,82
NO	6	18,18
TOTALES	33	100,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Los 33 hogares que declararon cultivar la tierra venden la producción cosechada, de los cuales respondieron en un 20% que si comercializaban esta producción frente al 27% que indicó que no.

Tabla 97. Comercialización de productos en el hogar

¿UD. VENDE LO QUE SIEMBRA EN SU CASA?	HOGARES	
	N	%
SI	14	42,42
NO	19	57,58
TOTALES	33	100,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

De esta producción, es igualmente importante determinar cuál era su composición por productos, para saber luego cuales eran las cantidades producidas y los ingresos potenciales promedio que obtendrían estos hogares de comercializarse sus productos.

La Tabla 98 muestra la producción anual promedio de plátano de acuerdo a los hogares que lo producen y lo comercializan, con lo cual tenemos que una producción promedio anual de 8.090,10 kg de plátano genera un ingreso promedio de 1.510,00 USD.

Tabla 98. Comercialización de productos en el hogar

PRECIO PROM DEL QUINTAL DE PLATANO \$ 8,48

CONVERSIÓN PRECIO UNITARIO EN USD

(01) QUINTAL=45,45KG 15USD/45,45KG \$ 5,36

PRODUCTO	CANTIDAD RECOLECTADA	UNIDAD	CONVERSIÓN A KG	PRECIO TOTAL
PLATANO	36	QUINTAL	1.636,2	\$ 360,00
	36		1.636,2	\$ 360,00
	24		1.090,8	\$ 240,00
	30		1.363,5	\$ 30,00
	18		818,1	\$ 180,00
	14		636,3	\$ 140,00
	20		909	\$ 200,00
TOTAL			8.090,10	1.510,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

El segundo producto más producido en la comunidad es la yuca, teniéndose que se producen 9.862,65 kg de yuca al año en promedio para generar un ingreso total promedio de 3.255,00 USD.

Tabla 99. Producción anual de Yuca

PRECIO PROM DEL QUINTAL DE YUCA \$ 15,00

CONVERSIÓN PRECIO UNITARIO EN USD

(01) QUINTAL=45,45KG 15USD/45,45KG \$ 3,03

PRODUCTO	CANTIDAD RECOLECTADA	UNIDAD	CONVERSIÓN A KG	PRECIO TOTAL
YUCA	27	QUINTAL	1.227,15	\$ 405,00
	16		727,2	\$ 240,00
	27		1.227,15	\$ 405,00
	27		1.227,15	\$ 405,00

	32		1.454,4	\$ 480,00
	24		1.090,8	\$ 360,00
	24		1.090,8	\$ 360,00
	40		1.818	\$ 600,00
TOTAL			9.862,65	3.255,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-noviembre

La producción promedio de maíz es el tercer producto más producido por los hogares de la comunidad que siembran la tierra, generando 7.771,95 kg en promedio, lo que representa un ingreso anual de 684,00 USD.

Tabla 100. Producción anual de Maíz

PRECIO PROM DEL QUINTAL DE MAÍZ **\$ 4,00**

CONVERSIÓN **PRECIO UNITARIO EN USD**

(01) QUINTAL=45,45KG 48,23USD/45,45KG \$ 11,36

PRODUCTO	CANTIDAD RECOLECTAD A	UNIDAD	CONVERSIÓN A KG	PRECIO TOTAL
MAIZ	40	QUINTAL	1.818	160
	40		1.818	160
	40		1.818	160
	27		1.227,15	108
	24		1.090,8	96
TOTAL			7.771,95	684,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Por último, encontramos que el cuarto producto producido por la comunidad es el cacao, del cual se obtienen 1908,90 kg de Cacao para generar ingresos de 756,00 USD al año.

Tabla 101. Producción anual de Cacao

PRECIO PROM DEL QUINTAL DE CACAO \$ 18,00

CONVERSIÓN PRECIO UNITARIO EN USD

(01) QUINTAL=45,45KG 48,23USD/45,45KG \$ 2,53

PRODUCTO	CANTIDAD RECOLECTADA	UNIDAD	CONVERSIÓN A KG	PRECIO TOTAL
CACAO	18	QUINTAL	818,1	324
	24		1.090,8	432
TOTAL			1.908,90	756,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Otro rubro productivo es el referente a la cría y comercialización de los animales, en el que vemos que el 60% de los jefes de hogar manifestaron que no criaban animales frente al 39% que si criaban animales. Por otra parte, del número de hogares que crían animales, casi el 50% de los jefes de hogar manifestó que vendían los animales que criaban (principalmente pollos), los cuales comercializaban a un precio promedio de 14,00 USD y vendían entre uno y dos al mes.

Tabla 102. Producción anual de Cacao

CRÍA DE ANIMALES	NÚMERO DE HOG	%	HOGARES QUE VENDEN	AUTOCONSUMO
SI	11	39,29	5	6
NO	17	60,71	0	0
TOTAL	28	100,00	5	6

PRODUCTO	VENTA ANUAL	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
RES	0	0,00	0,00
POLLO	14	14,00	196,00
TOTAL	14	14,00	196,00

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Del 100% de hogares sólo el 36% manifestó producir artesanías frente al 64% que indicó que no producían artesanías, de los cuales del 100% de los hogares que la producen lo hacen para autoconsumo.

Tabla 103. Producción anual y comercialización de artesanías

ARTESANIAS	NUMERO DE HOG	%	HOGARES QUE VENDEN	AUTOCONSUMO
SI	10	35,71	0	10
NO	18	64,29	0	0
TOTAL	28	100,00	0	10

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

Infraestructura, vivienda, accesos y servicios

En términos de la infraestructura el medio principal de acceso a la comunidad es por vía fluvial, es decir saliendo desde el puerto en Tierras Orientales a seis horas y media de transporte en lancha, bajando por el río Aguarico, mientras que de regreso son entre ocho y nueve horas.

Esta comunidad manifestó en los talleres de cartografía social que, a pesar de contar con una red de electricidad, la misma requiere mantenimiento y reparaciones porque al momento del levantamiento de información no contaban con el servicio de energía eléctrica.

El agua que obtienen proviene de lluvia que recolectan de los canales y vertientes de agua de los techos.

A pesar de que cuentan con pozos sépticos, en algunas viviendas la mayoría no posee servicios de deposición de excretas por lo que lo hacen a campo abierto.

Los materiales de construcción de las viviendas son, en el techo un 50% de asbesto, mientras que el 25% son de zinc y otro 25% de palma, paja u hoja.

Tabla 104. Materiales de construcción de la vivienda

MATERIAL PREDOMINANTE EN EL TECHO	N	%
Hormigón (losa, cemento)	0	0,00
Asbesto (eternit, eurolit)	14	50,00
Zinc	7	25,00
Teja	0	0,00
Palma, paja u hoja	7	25,00
Otro	0	0,00
TOTAL	28	100

MATERIAL PREDOMINANTE EN LAS PAREDES	N	%
Chonta	0	0,00
Madera	28	100,00
Quinche	0	0,00
Pambil	0	0,00
Palma	0	0,00
No Tiene	0	0,00
TOTAL	28	100

MATERIAL PREDOMINANTE EN EL PISO	N	%
Tabla sin tratar	28	100,00
Cerámica	0	0,00
Cemento o ladrillo	0	0,00
Caña	0	0,00
Tierra	0	0,00
Otro	0	0,00
TOTAL	28	100

Fuente: Levantamiento de información social. Agosto-Noviembre

El material predominante en la construcción de las paredes en un 100% de los hogares visitados es la madera, de la misma forma el piso en todos los 28 hogares.

Demanda Energética

- Consta de 33 viviendas, 1 escuela, 1 casa comunal y 5 cabañas turísticas.
- Las viviendas se encuentran habitadas por grupos de 2 a 7 personas.
- La principal fuente de energía para la cocción de alimentos es la madera, seguido del gas licuado de petróleo (GLP) el cual es adquirido a un valor de 5 USD en el pueblo más cercano, Nuevo Rocafuerte.

- Todas las viviendas son construidas de madera, 8 viviendas con techo de zinc y 12 viviendas utilizan palma.
- La comunidad dispone de agua entubada posee dos bombas sumergibles de 1 HP.
- Disponen de un generador eléctrico de 30 kW, el mismo que se encuentra en buen estado.
- La agricultura es la principal actividad productiva, cultivan cacao, yuca y maíz. También emprendieron en un proyecto turístico comunitario, para lo cual cuentan con 5 cabañas que son abastecidas de energía mediante sistemas fotovoltaicos para iluminación, y artefactos de bajo consumo.
- Utilizan linternas, radios y mecheros, cuando no está funcionando el generador.
- El centro de salud más cercano se encuentra en el poblado Nuevo Rocafuerte.
- La zona más cercana para la obtención de combustibles es Tiputini, ubicada a 50 km de distancia, cuyo acceso es vía fluvial.
- Dispone de un generador eléctrico el cual abastece de energía en un horario de 06:00 a 10:00 por la mañana y de 18:00 a 22:00 por la noche, la operación del generador la realiza un técnico comunitario que fue capacitado por técnicos del GADMA, el mismo que recibe como remuneración un salario básico; los insumos para la operación del generador son entregados por el Municipio de Aguarico.

De acuerdo a la evaluación de campo realizada en la comunidad, las principales necesidades energéticas son:

La demanda energética por vivienda, se define por el consumo de los siguientes artefactos:

- 5 focos de bajo consumo por vivienda,
- 1 radio grabadora,
- 1 equipo de sonido,
- 1 televisor,
- 1 DVD,
- 1 cargador de baterías (celular linterna).
- Requieren de energía para iluminación pública para facilitar la movilización de las familias cuando llegan a su casa luego de la jornada de labores, aproximadamente a las 18H00, y la necesidad de iluminación se extiende hasta las 21H00. (Se observó que existe luminarias).
- Iluminación en las viviendas para mejorar las condiciones de vida de las personas y el rendimiento escolar de los estudiantes.
- Iluminación para la escuela y la energía necesaria para un centro de cómputo.
- Refrigeración de alimentos para la actividad turística y para recarga de baterías de cámaras fotográficas.

Cálculo del consumo

Para determinar la demanda de energía de la comunidad se efectúa el levantamiento de carga de todas las viviendas, esta información nos permitirá calcular la energía necesaria para satisfacer las necesidades energéticas de la comunidad.

Se realizaron encuestas a representantes de familia en cada una de las viviendas y a administradores de las cabañas turísticas, para identificar la necesidad energética de cada área.

Consumo de energía en viviendas

El consumo de energía eléctrica en las viviendas se limita para uso de iluminación, cargador de baterías, radios, televisores y artefactos de bajo consumo. El consumo pico se produce en el horario entre las 18:00 a 21:00 horas periodo de tiempo en el que los habitantes llegan a sus viviendas.

Tabla 105. Consumo diario por Vivienda

CONSUMO DIARIO POR VIVIENDA						
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Unidades	Potencia vivienda (W)	Total 28 viviendas (W)	Horas/día	Energía kWh/día
Puntos de iluminación	20	5	100	2.800	4	11,20
Radio/grabadora	35	1	35	980	6	5,88
TV	120	1	120	3.360	5	16,80
DVD	30	1	30	840	5	4,20
Otros	50	1	50	1.400	8	11,20
Total viviendas	28			9.380		11,24

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

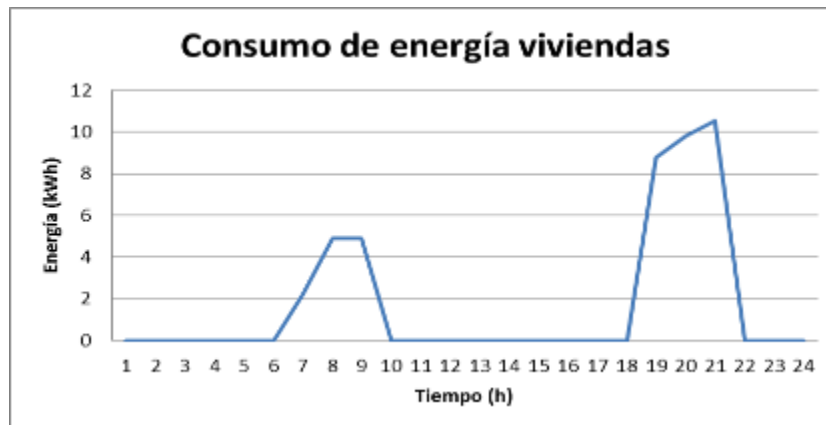


Figura 49. Consumo de energía en las viviendas.

El gráfico presenta el comportamiento de consumo energético de las viviendas en el transcurso del día, se ha obtenido en base a las encuestas realizadas.

Consumo de energía en las cabañas turísticas

Este consumo se realiza en el área turística de la comunidad, comprende 5 cabañas en el centro comunal. Al igual que en las viviendas, la hora pico de consumo acontece entre las 18:00 y 21:00 horas, que es la hora donde los turistas se disponen a descansar y recargan baterías de cámaras fotográficas, linternas, celular, etc.

Tabla 106. Consumo Actividad Productiva Turismo

CONSUMO ACTIVIDAD PRODUCTIVA TURISMO						
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Unidades	Potencia vivienda (W)	Total 5 cabañas (W)	Horas/día	Energía kWh/día
Puntos de iluminación	20	9	180	900	4	3,6
Radio/grabadora	35	1	35	175	2	0,35
Congelador	250	3	750	-	8	6,00
TV	120	1	120	600	4	2,4
DVD	50	1	50	250	4	1,00
Otros	100	1	100	500	4	2,00
Total cabañas	5			2425		15,35

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

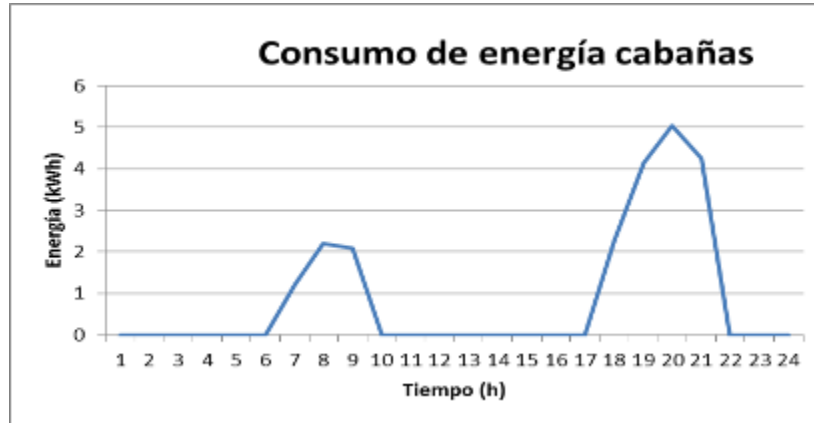


Figura 50. Consumo de energía en las cabañas.

Curva de carga en la comunidad Llanchama

Para determinar la demanda de potencia y energía y poder hacer una proyección de la demanda, se debe primero trazar la curva de carga con los datos obtenidos en la visita a la comunidad.

Se considera también el alumbrado público existente en la comunidad, que sirve para movilizarse de mejor manera en la noche a las viviendas; este consumo está considerado como un punto de luz de 150 W que funciona durante 4 horas desde las 18:00 hasta las 22:00.

Tabla 107. Consumo Comunidad Alumbrado Público

CONSUMO COMUNIDAD ALUMBRDO PÚBLICO						
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Unidades	Potencia vivienda (W)	Total (W)	Horas/día	Energía kWh/día
Alumbrado público	150	15	2250	2250	4	9,00
DEMANDA TOTAL COMUNIDAD			Potencia (kW) 11,375		Energía kWh/día 59,55	

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

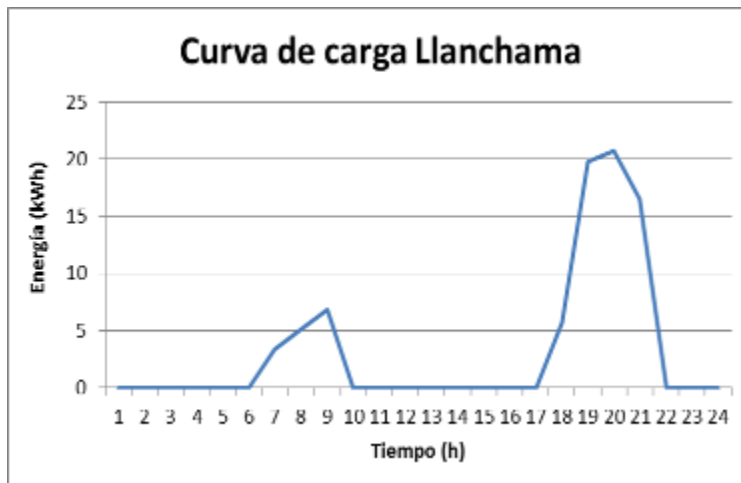


Figura 51. Curva de carga en Llanchara.

La comunidad Llanchara tiene una potencia total instalada de 11.375 kW y la energía total a consumir es de 59,55 kWh/día. La hora pico de consumo sucede entre las 20:00 y 21:00.

Análisis de la utilización de la fuente no convencional (generador eléctrico)

La comunidad dispone de un generador en buen estado que abastece a las viviendas y centros comunitarios de energía durante 8 horas diarias. Se realizó un análisis de la red, en donde se detectaron anomalías como el desbalance entre fases.

Las características del generador son las siguientes:

Tabla 108. Características del Generador Eléctrico

GENERADOR ELÉCTRICO				
Marca	Potencia (kW)	Frecuencia (Hz)	Voltaje (V)	Depósito de combustible
Cummins Onan	30	60	127/220	175 litros (diésel)

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

4.17.2. Comunidad Zancudococha



Figura 52. Viviendas de la comunidad Zancudococha.

Análisis de la comunidad

- Tiene una población de 154 habitantes.
- Consta de 26 viviendas.
- Las familias están constituidas por núcleos de 3 a 8 personas.
- La principal fuente de energía para la cocción de alimentos es la madera, seguido del gas licuado de petróleo (GLP) el cual es adquirido a un valor de 5 USD en los pueblos más cercanos: Nuevo Rocafuerte o Tierras Orientales.
- Todas las viviendas son construidas de madera y para el techo 17 viviendas utilizan zinc y 9 viviendas utilizan palma.
- La comunidad dispone de agua entubada, poseen una bomba de 10 HP.
- Disponen de un generador eléctrico de 35 kW.
- Realizan cultivos de cacao, yuca, plátano y maíz en pequeños cultivos, aportando económicamente a las familias; ésta es la principal actividad económica de los pobladores.
- Utilizan linternas, radios y mecheros, cuando no está en funcionamiento el generador.
- El centro de salud más cercano se encuentra en el poblado Nuevo Rocafuerte.
- La zona más cercana para la obtención de combustibles es la población de Tierras Orientales, ubicada a 60 km de distancia, se accede vía fluvial.
- Dispone de un generador eléctrico el cual abastece de energía en un horario de 6:00 a 10:00 por la mañana y de 18:00 a 22:00 durante la tarde y noche. La operación del generador la realiza un técnico comunitario que fue capacitado por técnicos del GADMA. Por el desarrollo de esta actividad recibe como remuneración un salario básico y los insumos son entregados por el Municipio de Aguarico.

De acuerdo a la evaluación de campo realizada en la comunidad, las principales necesidades energéticas son:

- Requieren de energía para iluminación pública, para facilitar la movilización de las familias cuando llegan a su casa luego de la jornada de labores. El horario de demanda es de 18:30 a 21:00.
- Se observó que existe iluminación pública.
- El consumo energético es para: 5 focos de bajo consumo, en promedio por vivienda, 1 radio grabadora, 1 equipos de sonido, 1 televisor, 1 DVD, y cargar baterías (celular linterna).
- También se identificó que los pobladores tienen congeladores y algunas viviendas tienen pequeños generadores.
- Iluminación para la escuela ya que es importante para el desarrollo de los niños.
- Iluminación para oficinas del GAD parroquial Yasuní, actualmente se abastece de energía a través de un generador eléctrico pequeño.
- Iluminación en las viviendas para mejorar el rendimiento escolar de los estudiantes y las condiciones de vida.
- Requieren de energía eléctrica para poder comunicarse con representante de la agencia turística Metropolitan Touring, que son quienes les ayudan a contactar y coordinar a los grupos de turistas que reciben en sus cabañas.

Análisis consumo energético

El consumo de las viviendas fundamentalmente es utilizado para iluminación, radios, televisores, artefactos eléctricos básicos en general. El consumo durante el día es muy limitado y se concentra en el uso de unos pocos electrodomésticos.

Tabla 109. Consumo por Vivienda

CONSUMO POR VIVIENDA						
Descripción	Potencia Unitaria (W)	Unidades	Potencia vivienda (W)	Total 26 viviendas (W)	Horas/día	Energía kWh/día
Puntos de iluminación	20	5	100	2.600	4	10,40
Radio/grabadora	35	1	35	910	2	1,82
Equipo de sonido	300	3	900	900	2	1,80
Congelador	250	4	1.000	1.000	9	9,00
TV	120	1	120	3.120	4	12,48
DVD	50	1	50	1.300	4	5,20
Otros	100	1	100	2.600	4	10,40
Total viviendas	26			12.430		51,1

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

El gráfico presenta el comportamiento de consumo energético de las viviendas en el transcurso del día, se ha obtenido en base a las encuestas realizadas.

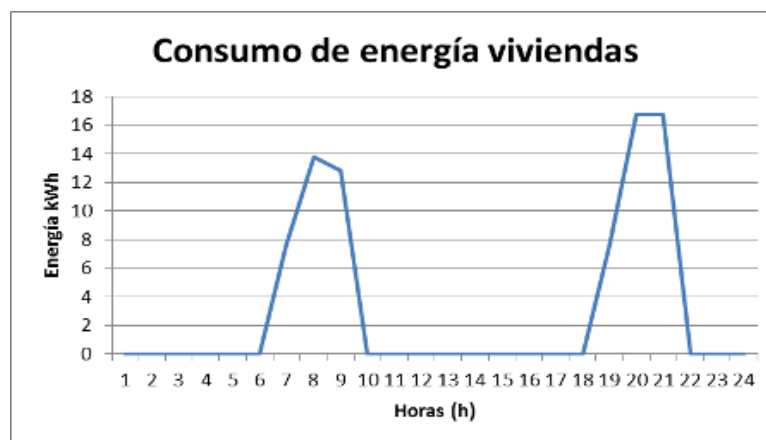


Figura 53. Consumo de energía en las viviendas.

La siguiente gráfica muestra la curva de carga en un día común de la comunidad. En esta curva de carga se incluye el consumo por alumbrado público que sirve para movilizarse de mejor manera en la noche a las viviendas. Este consumo está considerado como un punto de luz de 150 W que funciona durante 4 horas desde las 18:00 hasta las 22:00.

Tabla 110. Consumo de Alumbrado Público y Demanda de la Comunidad

CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO						
	Potencia Unitaria (W)	Unidades	Potencia vivienda (W)	Total (W)	Horas/día	Energía kWh/día
Alumbrado público	150	20	3.000	3.000	4	12,00
DEMANDA TOTAL POR COMUNIDAD			Potencia (kW) 15,43		Energía kWh/día 63,1	

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

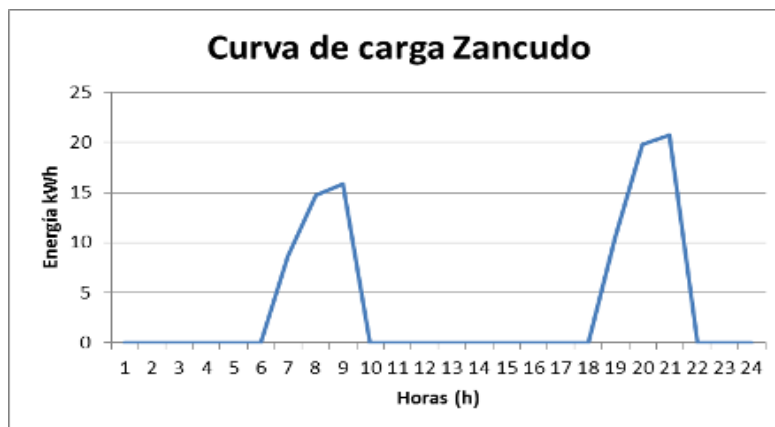


Figura 54. Curva de carga en Zancudococha.

En la imagen anterior se ve que la hora de mayor consumo es a las 21:00, también se observa un pico de menor tamaño en horas de la mañana. La potencia instalada en esta comunidad es de 15,43 kW y el consumo de energía es de 63,1 kWh/día.

Análisis de la utilización de la fuente no convencional (generador eléctrico)

La comunidad dispone de un generador en buen estado que abastece a las viviendas y centros comunitarios de energía 8 horas diarias. Se realizó un análisis de la red, donde se observó que se encuentra dentro de los parámetros normales de funcionamiento.

Las características del generador son las siguientes:

Tabla 111. Características del Generador Eléctrico en Zancudo cocha

GENERADOR ELÉCTRICO					
Marca	Potencia (kW)	Frecuencia (Hz)	Voltaje (V)	Fases	Capacidad del Tanque (litros)
KOLER	35	60	120/240	3	293 (diésel)

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

El acceso a la comunidad Zancudococha se lo puede realizar de dos formas, la primera vía fluvial en lancha rápida desde Francisco de Orellana hasta la comunidad recorriendo 310 km en un promedio de 7 horas y la segunda opción vía terrestre desde Francisco de Orellana hasta el poblado Tierras Orientales en un promedio de 4 horas, y luego vía fluvial hasta la comunidad Zancudococha durante 4 horas más.

Tabla 112. Distancias y tiempos de acceso a las comunidades

RUTA	TIPO DE TRANSPORTE	DISTANCIA (km)	TIEMPO
Quito - Coca	AÉREO	172	45 minutos
Coca - Samona Yuturi	FLUVIAL	130	3 horas
Samona Yuturi - Llanhama	FLUVIAL	110	2,5 horas
Llanhama – Zancudo cocha	FLUVIAL	120	2,5 horas
Zancudo Cocha - Coca	FLUVIAL	310	7 horas

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

4.18. Evaluación de Tecnologías en Función de los Recursos Disponibles.

4.18.1. Turbina Hidrocinética

La turbina hidrocinética, es una turbina diseñada para generar electricidad, utilizando solamente la energía cinética de la corriente de agua en los ríos.



Figura 55. Esquema de instalación de una turbina hidrocinética. (ISF, 2013)

La mayoría de los principios de esta clase de turbinas son derivados de las turbinas de viento porque su operación es similar.

Este uso de la energía cinética es calificado como una alternativa o forma no convencional para generar electricidad, que emplea una fuente renovable de energía.

Las turbinas hidrocinéticas pueden ser clasificadas en dos tipos:

Turbinas de eje vertical con su eje de rotación perpendicular al flujo de agua.

Turbina axial con su eje de rotación en la dirección del flujo.

Conceptos teóricos

La potencia que puede ser extraída de la energía cinética obedece a la siguiente formula:

$$P = \frac{1}{2} \times kb \times A \times r \times V^3$$

Donde:

$A = \text{área del rotor (m}^2\text{)}$

$R = \text{densidad del agua (1000 kg/m}^3\text{)}$

$V = \text{velocidad del agua (m/s)}$

$$kb = \text{coeficiente de Betz} = \frac{16}{27} = 0.592$$

Evaluación del Recurso Energético.

Determinación de Caudal

Los caudales medios mensuales (m^3/s), tomados en la estación Aguarico en Nueva Loja (La Gabarra), Código HB23 ubicada en la coordenada geográfica $0^\circ 2' 38''$ de latitud Norte y $76^\circ 48' 29''$ oeste y una altura de 299 m.s.n.m.

Tabla 113. Caudal del río Aguarico

AÑOS	ENERO	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JULIO	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
2007	373.900	189.200	520.200	538.600	627.800	778.600	594.500	479.600	504.200	306.900	472.800	408.700
2008	369.500	452.600	263.000	426.400	604.000	724.900	599.400	341.200	458.800	369.600	307.000	309.300
2009	576900	548100	422300	646400	517900	815800	633600	573200	386500	404000	331700	492400
TOTAL	1.320.300	1.189.900	1.205.500	1.611.400	1.749.700	2.319.300	1.827.500	1.394.000	1.349.500	1.080.500	1.111.500	1.210.400
Media	440100	396633	401833	537133	583233	773100	609166	464666	449833	360166	370500	403466
Mínima	369.500	189.200	263.000	426.400	517.900	724.900	594.500	341.200	386.500	306.900	307.000	309.300
Máxima	576900	548100	520200	646400	627800	815800	633600	573200	504200	404000	472800	492400

Fuente: Caudales en el río Aguarico (INAMHI, 2000)

Tabla 114. Información del río Aguarico

Cuenca	Subcuenca	Micro Cuenca	Área Km^2	Perímetro Km	H max m.s.n. m	H min m.s.n. m	Longitud de cauce km	Pendiente %
Río Aguarico	Río Teteve		89.20	63.00	300	277	24.50	0.09
	Estero Parahuaycu		9.60	14.00	316	280	6.00	0.60
	Río Pisuri		22.50	21.20	300	290	9.50	0.11
	Río Jandiyacu		42.90	33.50	300	270	14.00	0.21
	Río Aguas Blancas		14.00	21.00	300	280	9.60	0.21
	Río Eno	Río Aukayaku	99.80	79.00	320	290	38.50	0.08
	Río Eno- La Reforma		161.80	94.00	380	281	46.00	0.22

Fuente: Caudales en el río Aguarico (INAMHI, 2000)

Velocidad Promedio de algunos ríos de la selva

Tabla 115. Velocidad promedio de algunos ríos de la Amazonía

Río	Velocidad (m/s)	
	En Vaciante	En Creciente
Amazonas	0,77 a 1,3	1,54 a 2,06
Napo	0,77 a 1,3	2,06 a 2,83
Aguarico	1,29	
Putumayo	1,03 a 1,54	
Nanay	1,03	
Yavari	0,77 a 1,8	
Marañon	3,1	4,1
Santiago	0,77	1,03
Morona	0,77	1,54
Pastaza	0,77	2,57
Tigre	1,13	2,1

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

Cálculo del recurso en el río Aguarico:

Para realizar el siguiente análisis se utilizó como referencia el equipo que se indica a continuación:

$$A = 0.785 \text{ m}^2$$

$$r = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$V = 1.29 \text{ m/s}$$

$$kb = 0.592$$

$$P = \frac{1}{2} \times 0.592 \times 0.785 \times 1000 \times 2.147$$

$$P = 0.499 \text{ kW}$$

$$P = 0.499 \text{ kW} \times 6 \text{ horas por día}$$

$$P = 2.994 \text{ kWh/día}$$

Potencia	250 – 5000 W
Medida	Longitud: 1850 mm Ancho: 1740 mm Altura: 1970 mm
Velocidad del rotor	90 – 230 rpm
Peso	360 kg
Número de aspas	3
Rotor-Ø	1000 mm

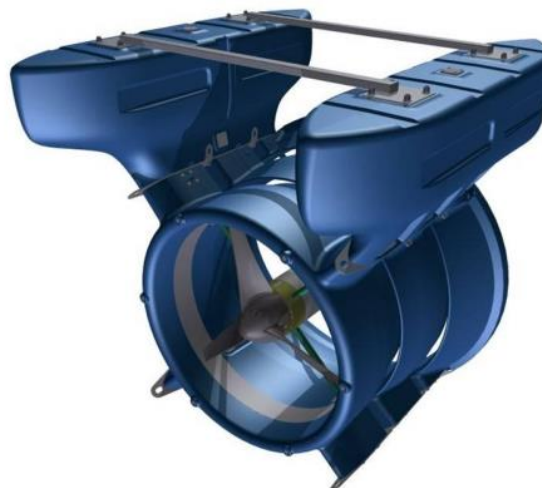


Figura 56. Características de la turbina hidrocínética disponible en el mercado.

Este factor de 6 horas quiere decir que según la información proporcionada por el Instituto Nacional de Hidrología y Meteorología - INHAMI, solo en promedio 6 horas por día el agua que fluye por el río Aguarico tendrá una velocidad de 1.29 m/s, y el resto del tiempo esta velocidad será inferior, esto debido a la reducida pendiente del río.

Luego de realizar el análisis respectivo, se puede concluir que utilizando la turbina antes mencionada, y con el recurso existente en este sector (río Aguarico), se puede generar 0,499 kW, o 2.994 kWh/día.

Por lo tanto, si se instalara esta tecnología para satisfacer la demanda, de por ejemplo Zancudococha, se requeriría instalar 22 turbinas.

Cabe mencionar que cada turbina tiene un costo de USD 40.000; requiriendo la cantidad de USD 880.000; solo para adquirir las turbinas.

Entre las ventajas de esta tecnología, destacan:

- Este tipo de turbina ha sido diseñada específicamente para que se adapte a su entorno (máquina lenta y de baja velocidad).
- No bloquea el flujo de agua en el río, y por lo tanto no representa obstáculo para la migración de peces o sus patrones de desove.
- La turbina puede ser elevada o sumergida en el agua para ajustarse a diferentes condiciones de flujo.

- También puede ser hundida, y posteriormente levantada de la cama del río. Esto permite una variedad de métodos de instalación.
- Fácil instalación, operación y mantenimiento.
- Posee un sistema de nivelación automática para mantener la posición óptima en el agua.
- La turbina es capaz de producir hasta 5 kW de energía eléctrica a una velocidad del río de alrededor de 2,75 m/s.
- En el caso de rotura de la cuchilla, debido a que el rotor sea dañado por objetos extraños, las cuchillas del rotor se pueden reemplazar individualmente a bajo costo.
- La velocidad del rotor también ha sido especialmente adaptada a las mejores directrices para la protección de los peces que pasan a través de la turbina.

Entre las desventajas de esta tecnología, destacan:

- Existe el riesgo de tener generación de energía insuficiente por la baja velocidad del agua que pasa por el río.
- Existe el peligro de perder la turbina o las turbinas durante la crecida del río que incluya palizadas.
- No resulta competitiva la capacidad de generación en comparación con otras tecnologías.
- Requiere de una fuerte inversión inicial.
- Tecnología aplicable en ríos con determinadas características.
- Sensibilidad a los sedimentos.

4.18.2. Microred Fotovoltaica

Introducción

Una Microred es una red de baja o media tensión, que interconecta un conjunto de recursos energéticos cercanos entre sí, en este caso fuentes de energía solar fotovoltaica y generación térmica, englobando la generación, el almacenamiento y el consumo final de una comunidad relativamente agrupada.

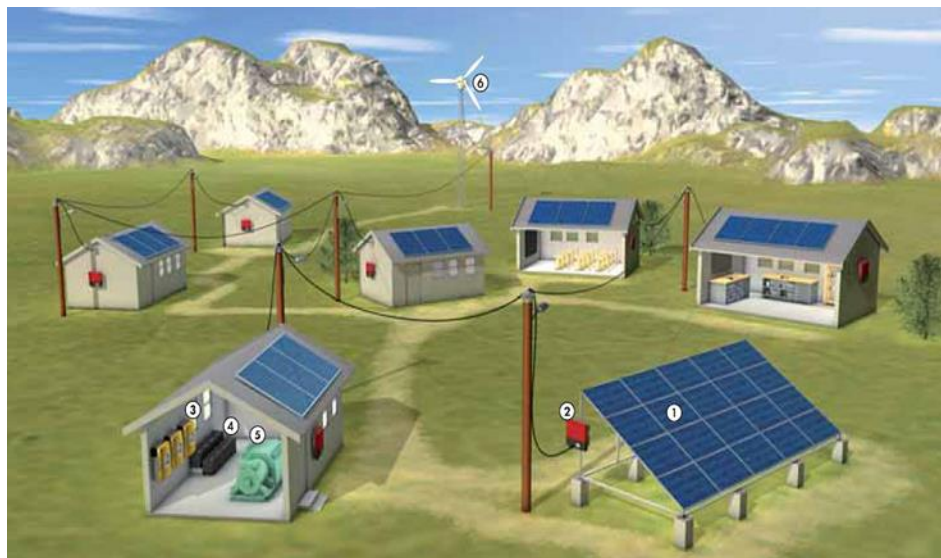


Figura 57. Diagrama de una microred

Aprovechamiento de la energía solar

Las células fotovoltaicas aprovechan la radiación solar, tanto difusa como directa. Además, la energía solar fotovoltaica tiene cierta flexibilidad en cuanto a la modularidad y aplicaciones, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red de distribución eléctrica. La siguiente tabla muestra la energía en forma de radiación solar que incide sobre este sector de la Amazonía. Esta información fue tomada del atlas solar publicado por el CONELEC.

Tabla 116. Niveles de Insolación en el área de interés

Mes	INSOLACIÓN GLOBAL Wh/m ² -día
ENERO	4800
FEBRERO	4800
MARZO	4950
ABRIL	4350
MAYO	4350
JUNIO	4200
JULIO	4350
AGOSTO	4800
SEPTIEMBRE	5100
OCTUBRE	4950
NOVIEMBRE	5100
DICIEMBRE	5100
MEDIA	4737,5

Fuente: Informe de Selección de la comunidad

La figura que se presenta a continuación, muestra el mapa de radiación global de este sector. Por lo tanto se podría decir que en la comunidad de Zancudococha la energía de radiación diaria es de 4.800 Wh/m².

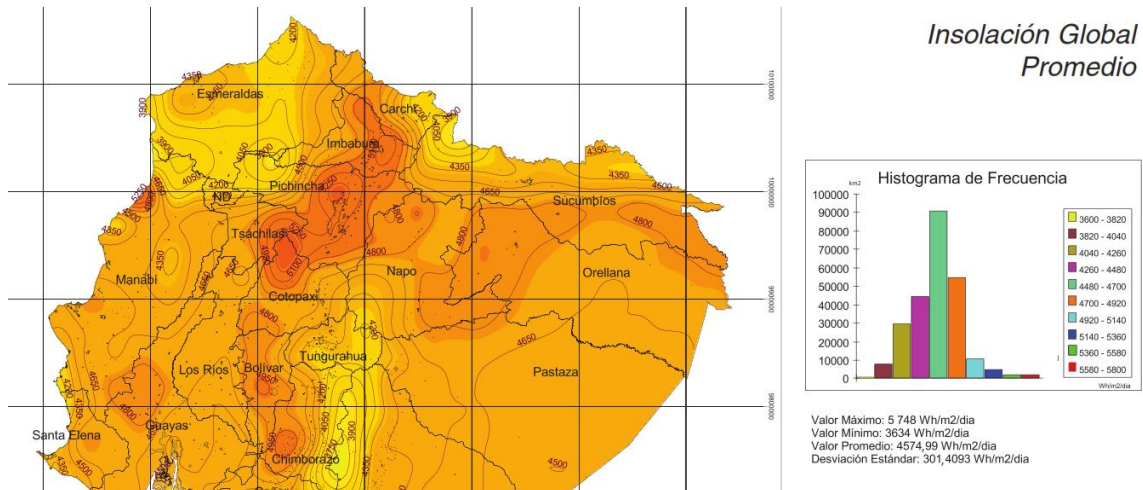


Figura 58. Insolación global promedio en el sector de interés. (CONELEC, 2012)

Cálculo del recurso solar fotovoltaico en este sector de la Amazonía

Para realizar el siguiente análisis se utilizó como referencia una Microred con las siguientes características:

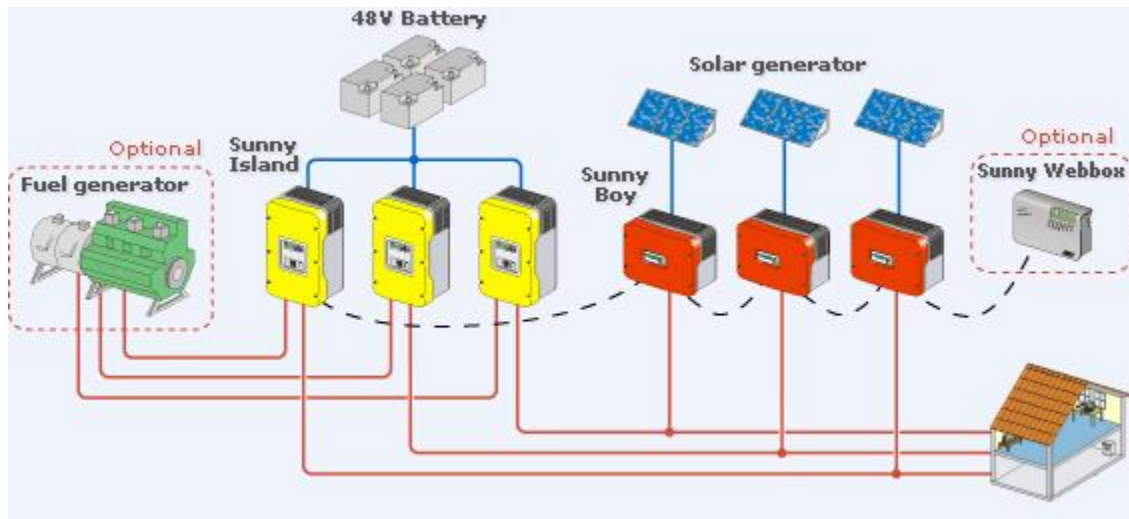


Figura 59 Esquema de los elementos de una microred fotovoltaica. (MEER, 2015)

Potencia fotovoltaica instalada = 13,5 kWp

HSP = 4.8

Generación = 64,8 kWh/día

El resultado nos indica que en este sector se puede generar 4.800 Wh/m²/día con el recurso existente.

Por lo tanto, si se instalara esta tecnología para satisfacer la demanda de por ejemplo Zancudococha, se requeriría instalar una Microred de 13,5 kWp.

Cabe mencionar que instalar una Microred en este sector de la capacidad antes mencionada, tendría un costo de USD 300.000,00

Ventajas

- Generación de energía limpia y renovable.
- Mejora la calidad del servicio.
- Disminuye el uso del generador térmico.
- Requiere de mínimas labores de mantenimiento en comparación a sistemas de generación.
- El ahorro de energía puede ser realizado mediante herramientas de gestión.
- Estos proyectos tienen una vida útil de aproximadamente 20 a 25 años.
- Estos proyectos son beneficiosos en zonas aisladas sin acceso a la red eléctrica.
- Requiere de una menor inversión en localidades concentradas, por concepto de operación y mantenimiento, al agrupar el sistema de generación en un solo lugar.
- La elección de las fuentes de generación y sistemas de almacenamiento de energía más idóneos contribuyen a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Se optimiza el uso de la energía, ya que los excedentes o en los valles de la demanda de energía se puede utilizar esta energía sobrante en educación, salud, o en procesos productivos.
- La creación de estos sistemas centralizados de generación y distribución de energía provoca una mayor cohesión entre la comunidad. Al ser las instalaciones para uso de la comunidad, se crea una conciencia de grupo, ya que el cuidado personal y buen uso individual de los equipos irá también en favor del resto de habitantes.
- Con una adecuada planificación y operación de los sistemas de generación y almacenamiento de la Microred, se puede conjugar la generación eléctrica fotovoltaica y térmica para aumentar la eficiencia energética en el consumo de combustibles.

Desventajas

- Dificultad para transportar los equipos hasta el sitio de ubicación de la comunidad.
- Para realizar este tipo de proyectos se requiere de una fuerte inversión inicial que depende del tamaño de la Microred.
- Se requiere de organización previa de la comunidad y gestión local.

4.19. Comparación de las tecnologías

Tabla 117. Comparación de Tecnologías

Característica	Turbina hidrocinética	Micro-red Fotovoltaica
Densidad de energía	bajo	alto
Predictibilidad	bajo	alto
Factor de capacidad	medio	bajo
Impacto visual	bajo	bajo
Potencial del sitio	bajo	alto
Capacidad de generar energía limpia	alto	alto
Capacidad de mejorar la calidad del servicio	bajo	alto
Operación y mantenimiento requerido	medio	bajo
Vida útil del proyecto	bajo	alto
Inversión inicial	alto	alto
Costo de operación y mantenimiento	alto	bajo
Dificultad para transportar los equipos	medio	medio

Fuente: Informe de Selección de la comunidad (MEER, 2015)

Luego de analizar la comparación anterior, podemos apreciar que la tecnología de Microred fotovoltaica es la más conveniente para alcanzar los objetivos planteados en el proyecto.

Impacto del proyecto en la comunidad.

Salud.

Los habitantes de Zancudococha mencionaron que para recibir atención médica, tienen que movilizarse hasta Nuevo Rocafuerte porque la comunidad no cuenta con un centro de salud, y en otros casos a través del Ministerio de Salud Pública del Ecuador se realizan programas de vacunación y atención médica para las personas que habitan en esta zona, en especial para los niños, que son los habitantes más propensos a padecer cualquier enfermedad que se presenta en este sector, por razones propias del clima tropical.

La falta de energía eléctrica no permite mantener medicamentos refrigerados, por lo cual los controles sanitarios en estas comunidades son bastante irregulares por parte del personal del Ministerio de Salud Pública. Es así que a esta comunidad ingresan médicos generales y dentistas una o dos veces por año para proporcionar ciertos medicamentos y atención a los habitantes.

Se ha constatado que las grandes distancias entre los hospitales y la comunidad, ha conllevado a que la cobertura de salud pública sea baja, y por ende la atención no es oportuna en caso de emergencia.

Por obvias razones las personas de esta comunidad han buscado en la selva la medicina tradicional o alternativa para sanar sus dolencias, que con regularidad es aplicada por el Shaman o curandero de la comunidad.

La llegada de la energía eléctrica mejoraría de forma notable el servicio de salud, debido a que, durante las visitas de las brigadas de salud, se podrán utilizar equipos eléctricos para la sanidad comunitaria, tales como esterilizadores, refrigerador para vacunas, servicios odontológicos, etc.

Educación

La comunidad, cuenta con una escuela primaria con un sistema de educación unidocente. La edificación en donde funciona la escuela presenta condiciones idóneas para impartir conocimientos a los alumnos.

La llegada de la energía eléctrica mejorará la calidad de la educación, facilitando el acceso a otro tipo de herramientas de aprendizaje. Además, el acceso a la energía permitirá poner en funcionamiento un centro de computación que beneficiará a aproximadamente 35 estudiantes que podrán recibir clases de computación.

Suministro de agua potable

Algunas de las comunidades del Pueblo Kichwa disponen de agua entubada sin tratar y solo unas cuantas tienen el servicio de agua potable. Las comunidades que no disponen de este servicio se abastecen directamente de ríos o pequeñas quebradas y en algunos casos simplemente de agua lluvia, que por lo general no escasea en esta zona.

La comunidad de Zancudococha ya cuenta con la infraestructura de bombeo y tratamiento del agua, pero lastimosamente por la falta de energía eléctrica las mujeres y niños tienen que transportar el agua desde el río Aguarico (actividad que toma de 15 a 30 minutos dependiendo de la distancia hasta el río), o desde una quebrada que pasa cerca (actividad que toma de 5 a 20 minutos dependiendo de la distancia hasta la quebrada) o captar agua lluvia para cubrir sus necesidades diarias.

La falta de un sistema de generación de electricidad confiable no ha permitido que este problema sea superado.

Uno de los principales beneficios de este proyecto, es que se puede hacer uso de los excedentes de generación en las horas valle de demanda eléctrica para el bombeo de agua, esto reduciría los problemas de salud como dolores de espalda presentes en mujeres y niños que realizan esta actividad.

Actividades Productivas

La comunidad Zancudococha está inmersa en la producción de cacao (fino de aroma), el mismo que es vendido a una entidad ubicada en la ciudad del Tena. Este producto es comercializado a USD 0,90 la libra y deben asegurar 10 quintales por transacción.

La energía en esta comunidad ayudaría a mejorar la comunicación entre los socios de Zancudococha y el centro de acopio. En la actualidad tienen que salir a la ciudad del Coca o alguna cabecera cantonal para poder comunicarse vía internet y poder coordinar la venta del cacao.

La comunidad tiene conexión a internet, pero lastimosamente el acceso a este medio de comunicación depende de un generador de energía, el mismo que únicamente funciona durante las noches. Por este motivo, es muy importante disponer de energía eléctrica para que la comunidad no tenga esas dificultades y costos de coordinación.

Así mismo la comunidad cuenta con una asociación que administra y mantiene cinco cabañas turísticas ubicadas a orillas de la laguna llamada del mismo nombre, ésta se encuentra a aproximadamente una hora de la comunidad.

Para realizar esta actividad la comunidad tiene un convenio con la empresa Metropolitan Touring, que es la agencia turística que se encarga de contactar y coordinar la visita de grupos de turistas, que son recibidos en la comunidad para realizar varios recorridos y caminatas en los alrededores.

El principal inconveniente que tiene la comunidad con la empresa turística es la comunicación, por lo tanto, es importante contar con energía eléctrica para facilitar la comunicación y coordinación de las visitas.

Un aspecto importante que cabe resaltar es que las cabañas ya cuentan con un sistema de generación fotovoltaico que permite proporcionar a los visitantes algunos servicios como: iluminación, refrigeración, y recarga de baterías para cámaras fotográficas. Los dirigentes de esta actividad mencionaron que para preservar esta actividad tienen un fondo de reserva para el mantenimiento del sistema fotovoltaico (ahorran de 200 a 300 dólares por grupo).

Acceso a la iluminación exterior

En la actualidad, la falta de combustible y mantenimiento del generador dificulta que los habitantes de la comunidad puedan realizar alguna actividad fuera de sus viviendas durante las noches. Al contar con un sistema de generación de mejor calidad se facilita la movilización de las personas, evitando caídas o golpes, producto de accidentes ocurridos por la falta de iluminación.

Acceso a la energía eléctrica

El acceso a la electricidad transformará la vida de la comunidad al poder disponer de energía eléctrica durante varias horas del día y la noche, permitiendo a los pobladores una mayor convivencia social y la realización de otras actividades productivas, educación (mejorar el hábito de la lectura o realizar tareas) o de entretenimiento como ver televisión o escuchar música (en aquellas comunidades que cuentan con ella).

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES GENERALES

5.1. Síntesis de la Tesis

En el pasado, los proyectos de electrificación rural habían sido forjados en el marco de cooperaciones internacionales, con el objetivo de frenar las migraciones que se producían del campo a las ciudades, careciendo de todo sentido de sostenibilidad y equidad hacia esas mismas comunidades aisladas.

Posteriormente, esta concepción de ayuda social fue dando paso a un mercado liberalizado, con la esperanza de que sea el sector privado el que genere nuevas oportunidades de desarrollo para estas poblaciones. No obstante, este tipo de esquema también fracasó, con lo cual, las inversiones provenientes de los multilaterales no generaron el efecto deseado, en virtud de que un ente privado, con fines de lucro, no puede generar el tan ansiado progreso social, sin antes haber planificado un desarrollo rural.

A la postre, los países concibieron los proyectos de electrificación en los centros urbanos, centros del poder económico, político y social. En estos sitios se realizaba todo el esquema de ingeniería, se manejan los tiempos de ejecución, se obtenía el financiamiento y se programaba la ejecución. Esta misma realidad no fue distinta en el Ecuador, en donde estas actividades han sido manejadas por las 10 empresas eléctricas distribuidoras que operan en el país.

La extensión del servicio eléctrico a las áreas rurales preponderantemente ha sido a través de redes, considerando únicamente los aspectos técnicos para la implementación de un proyecto, dejando de lado los aspectos sociales y ambientales.

Por tanto, no siempre los proyectos han cumplido con un fin social integral, porque los beneficiarios no fueron partícipes de la elaboración de la idea, no conocen en forma clara de cómo les puede beneficiar y muchas veces no satisfacen sus verdaderas necesidades y prioridades. Estos eventos han suscitado que los proyectos no hayan tenido la sostenibilidad planteada, muy a pesar de que se han ensayado varias alternativas para la consecución de este objetivo.

Por otro lado, el costo de la red de distribución en la electrificación rural es una de las partes más significativas del costo acumulado del proyecto, viéndose afectada por la dispersión de los usuarios. Lógicamente, mayores distancias entre usuarios aumentan significativamente los costos de distribución. Esto puede llevar a la conclusión que, para aquellos consumidores alejados de la línea de distribución de la Microred, sea más efectivo instalar sistemas individuales. Si además de esto, el terreno es accidentado o con vegetación intensiva, el costo de la red de distribución aumentará por las labores de obra civil, respecto a terrenos llanos y sin obstáculos.

Cabe destacar también que lo que había sido expresado como sostenible en los proyectos de electrificación rural aislada desde el lado de la planificación política, adolece del aspecto de la evaluación ambiental, con lo cual únicamente el ámbito económico es priorizado, y por tanto la relación con el usuario de los equipos, la disposición final de los mismos, así como el impacto de la electrificación en los beneficiarios son dejadas de lado, siendo estos aspectos relevantes para alcanzar una real sostenibilidad o mantenerla.

Es así que esta tesis plantea el establecimiento de un modelo energético sostenible para proyectos de electrificación rural en sectores aislados, mismo que aborde los aspectos mencionados y permita, determinar una política para el manejo de este tipo de proyectos por parte de las empresas eléctricas distribuidoras.

En el Capítulo II se realiza un recorrido por las experiencias de varios países de África y de Asia en el ámbito de la electrificación rural aislada, con el objetivo de conocer y analizar las particularidades que se presentan en la planificación, ejecución y monitoreo de este tipo de proyectos, y de esta manera identificar las mejores prácticas desarrolladas en los diferentes modelos de gestión adoptados, en virtud de la realidad que presente cada país.

Uno de los aspectos en los que se ha dado énfasis, es el de poder conocer las variables que han permitido establecer el grado de sostenibilidad de los proyectos de electrificación rural aislada, en los cuales se puede determinar que el aspecto de accesibilidad, no es considerado la premisa fundamental para una transición energética sostenible.

Los modelos de gestión aplicados en los países que han tenido éxito en el ámbito de la sostenibilidad, han sido aquellos en los cuales la asociación entre el sector privado y público puede orientarse con éxito al beneficio de la población y sus servicios no atendidos. Por un lado, la entidad Gubernamental, principalmente organismo descentralizado, promueve e implementa políticas que determinan incentivos para la participación del ente privado, este último toma el riego del financiamiento, diseña, construye y opera las centrales de generación durante el plazo establecido del contrato de concesión.

El incremento de la demanda del servicio, es uno de los aspectos que se ven reflejados algunos años después de la electrificación rural en zonas aisladas. En este sentido, y si bien es cierto, dicha proyección es considerada en el análisis del dimensionamiento del sistema como producto del surgimiento de nuevas familias o del crecimiento poblacional de las comunidades, es importante destacar que siendo la electrificación un factor importante dentro de la dinámica de las familias indígenas de la Amazonía, puesto que una vez probado los beneficios de la misma, se origina un fenómeno importante que contribuyen al incremento de la demanda de los servicios, esto es, existe una inmigración potencial de familias de otras comunidades que no han sido electrificadas, a las comunidades que ya cuentan con el servicio eléctrico, con la idea de que podrán en algún momento recibir el beneficio. Por tanto, la planificación y priorización de inversiones en estas zonas, debe considerar este fenómeno migratorio, que puede echar por tierra el análisis técnico-económico de este tipo de proyectos.

En el Capítulo 3 se menciona sobre la importancia de la participación comunitaria no solo en la fase de identificación de necesidades energéticas, sino que su acompañamiento es indispensable en la identificación de los recursos renovables disponibles en el territorio. La participación social, además, puede llevar a reflexionar sobre el tipo de tecnología a utilizarse para aprovechar los recursos renovables y el potencial para el desarrollo de tecnologías apropiadas y apropiables. En este proceso, los actores relevantes pueden apoyarse en otros actores con experiencia en este tipo de actividades. En el caso de los proyectos estudiados, el apoyo puede venir ya sea de un ente que trabaje intrínsecamente con las comunidades, como pueden ser ONG's u Asociaciones Comunitarias, tanto en la definición de necesidades y recursos disponibles en consenso con la población local como en el potencial para el desarrollo de tecnologías apropiadas y apropiables.

Se habla también de la importancia que representa el cobro de la planilla de energía eléctrica en estas comunidades aisladas, y que, de conformidad al estudio de la capacidad de pago de estas poblaciones, es totalmente viable que se cancelen estos rubros por parte de sus beneficiarios, en virtud de que se están desplazando energéticos que en principio son ineficientes, y que en algunos casos inclusive son más caros que los sistemas convencionales.

La conformación del Comité de Gestión, al interno de las comunidades, ha representado una sostenida recaudación de los costos del servicio de energía eléctrica, en razón de que el técnico de la empresa distribuidora únicamente se hará presente cada tres o cuatro meses para realizar mantenimiento de rutina, recolectar el dinero recaudado por parte del tesorero del Comité, así como entregar las facturas a aquellos beneficiarios en los que el servicio se encuentre al día. Cabe destacar que inclusive esta acción puede eliminarse en el caso de aplicarse las tarjetas pre pago, con las cuales el usuario contrata la energía en virtud de su capacidad económica y de sus propias necesidades de demanda.

Así también, una de las particularidades que se evidencian como importantes para la sostenibilidad de los proyectos de electrificación aislados, consiste en la participación de la comunidad en labores de instalación de los bienes y servicios. Sin embargo, se ha encontrado que el factor migracional se hace más presente entre la población masculina de 30-40 años, por lo cual es importante considerar esta variable a la hora de realizar el análisis de costos.

Se vuelve imprescindible y necesario el reforzamiento, difusión, capacitación y monitoreo continuo de los modelos de gestión para garantizar la sostenibilidad de los equipos, teniendo en cuenta que gran parte de los grupos beneficiarios presentan aún limitaciones en el habla del idioma castellano, condición más presente en las mujeres que en los hombres.

El Capítulo IV aborda un caso específico de una comunidad rural aislada de la Amazonía ecuatoriana, en la cual se ha aplicado el modelo de sostenibilidad específico, que se ha presentado en el capítulo anterior.

En la comunidad de Zancudococha, seleccionada para la ejecución del proyecto piloto, la comercialización de productos agrícolas, cárnicos y artesanales, se erige como el principal aspecto de mejora productiva. De allí que, la siembra de maíz y cacao a baja escala aportan económicamente a las familias, siendo la principal actividad de los pobladores para su auto subsistencia la siembra de yuca y plátano. No obstante, ésta se ve amenazada por la competencia con otras comunidades, en donde el costo del transporte y la dificultad de acceso definirá el valor final de estos productos.

Todos los socios de la comunidad Zancudococha participan en la venta de cacao (fino de aroma), a este producto lo venden a USD 0,90 la libra y deben asegurar 10 quintales. Pese a este requerimiento, en la comunidad manifestaron que tienen dificultades para asegurar esta producción, motivo por el cual realizan la venta de lo que se haya cosechado.

Con lo cual, los habitantes conciben en primera instancia la producción de estos productos solo y únicamente como medio de subsistencia. Es preciso por tanto que un programa integral de Gobierno pueda generar una Cooperativa que pueda constituirse en un centro de acopio de productos, que pague precios justos, pero que también capacite y fomente una mejora agrícola, ganadera y artesanal de las comunidades con estas características.

Si bien el ámbito de la elaboración y comercialización de artesanías representa el índice más bajo en los ingresos del hogar, frente a otras actividades productivas como la cría y comercialización de animales o el cultivo y venta de productos agrícolas, puede ser potencializada de mejor manera con la implementación del turismo comunitario. Un ejemplo de aquello son el Eco Lodge de Kapawi, ubicado en la provincia de Pastaza, así como el Napo Wildlife Center que se encuentra en Orellana, y que se constituyen en alternativas económica, ambiental y socialmente viables para la mejora de los ingresos de la población, y por ende de la calidad.

La comunidad de Zancudococha refleja un nivel de organización muy alto en la actividad del turismo, la cual cuenta con cabañas de descanso en la laguna Zancudo, ubicada aproximadamente a una hora en canoa de la comunidad. Estas cabañas cuentan con un sistema de energía solar que está en perfecto estado, en virtud del mantenimiento periódico que se efectúa a dicho equipamiento, así como de los recursos económicos destinados para esta actividad, que consiste en un porcentaje de la recaudación del alquiler de estas cabañas.

Se había manifestado previamente la importancia de la participación del Gobierno en la planificación y sostenibilidad de los proyectos de electrificación rural aislada, por lo cual, la intervención que tendrá el Ministerio de Energía en la comunidad de Zancudococha, no únicamente contribuirá a lograr el acceso a la energía, sino que permite la estructuración de una matriz energética más eficiente y amigable con el medio ambiente, a la vez que mejora las condiciones de vida, potencializando el desarrollo de actividades productivas como el turismo y la producción de cacao.

5.2. Contribuciones Científicas

La evaluación económica y financiera propuesta en esta investigación, la cual tiene como objetivo calificar y priorizar a los proyectos de electrificación rural aislada ha presentado una variable significativa, conocida como beneficio exógeno, que determina una ponderación y asignación de un valor cuantitativo a las ventajas transversales que se presentan con la electrificación de estas comunidades que no cuentan con el servicio de energía eléctrica.

Es importante destacar que este tipo de proyectos no son sostenibles financieramente, y lo que la metodología permite es poder identificar la tarifa que permita cubrir los costos de administración, operación y mantenimiento de las soluciones tecnológicas de energía renovable instaladas en los sectores que no cuentan con la electrificación convencional. Con lo cual, el Gobierno deberá garantizar la entrega de un incentivo o dicho de otra manera deberá subsidiar la diferencia que los beneficiarios no pueden cubrir con el pago de sus planillas.

De lo anterior se concluye entonces que el monto del incentivo, que hace que un proyecto pueda ser ejecutado, en forma sostenible, resulta de la comparación del valor presente (VP) de los costos totales respecto al VP de los ingresos (Facturación), siendo su monto máximo el valor absoluto del VP de la Inversión. Si resultase un monto de incentivo mayor que la Inversión, significaría que los costos de administración, operación y mantenimiento no estarían siendo cubiertos por los ingresos y, por lo tanto, el proyecto no sería sostenible, de acuerdo a lo explicado anteriormente, ya que requeriría un subsidio permanente para cubrir el déficit para Administración, Operación y Mantenimiento.

En esta investigación se ha desarrollado un Proyecto de Regulación que establece un esquema general con las responsabilidades y competencias de los actores que intervienen en el ámbito de la electrificación rural aislada, y se definen los procedimientos en este aspecto, que incluyen: financiamiento, requisitos, priorización de proyectos, asignación de recursos, ejecución, control, operación y mantenimiento; considerando criterios de sostenibilidad ambiental, y reducción de desigualdad en la población como ejes conceptuales.

5.3. Perspectivas de Futuros Trabajos de Investigación

Los períodos utilizados por las Empresas Eléctricas de Distribución para la Operación, Mantenimiento, Recaudación y Cobro, bien sea este último lo realice el técnico de la Empresa Eléctrica o los beneficiarios en las oficinas de recaudación, son muy espaciados, aproximadamente cada 3 meses, lo que implica que si una falla es detectada en el mes 1 y ese beneficiario está al día en sus pagos tendrá

que esperar entre tres a seis meses a que el técnico de la empresa eléctrica vuelva a entrar a las comunidades para hacer la reposición del componente para la activación del servicio. Por lo cual, es totalmente pertinente que se desarrolle un estudio más detallado sobre las ventajas que tendría el monitoreo remoto en estas zonas, con lo cual los costos de traslados y viáticos del personal que realiza estas actividades se reducirían ostensiblemente.

Es importante que, para un nuevo estudio, se analice la posibilidad de potencializar los beneficios que tiene la electrificación en el ámbito productivo de las comunidades, a fin de reducir la dependencia económica asociada al factor migracional de estos sectores, ya que se observa una importante cantidad de personas que migran en la edad más productiva, y cuyo aporte económico a sus familias es muy inferior, inclusive si lo comparamos con los valores promedio del costo de vida de la comunidad.

El beneficio exógeno que promueve la electrificación rural, en el ámbito de la educación, debe estar acompañado también con la construcción de infraestructura como aulas, dotación de equipo tecnológico como computadoras, equipos multifunción, así como incrementar la cobertura de telefonía y servicio de internet en estos sectores. No obstante, también es preciso la intervención de otras entidades de estado como el Ministerio de Inclusión Económica y Social, y de Productividad, con los cuales se pueden generar nuevos espacios productivos y de participación de la mujer en las decisiones comunitarias.

Sería pertinente que en un próximo estudio se pueda elaborar una norma específica para Calidad de Servicio en el área rural y rural aislada, para lo cual deberá considerar la naturaleza de las instalaciones y del mismo suministro, o incluir estas particularidades en la regulación de calidad vigente.

Bibliografía

Agarwal, B. (1983) 'Diffusion of rural innovations: Some analytical issues and the case of wood-burning stoves', *World Development*, 11(4), pp. 359–376. doi: 10.1016/0305-750X(83)90047-5.

Aguirre, J. (2017) 'The Impact of Rural Electrification on Education: A Case Study from Peru', *The Lahore Journal of Economics*, 22(1), pp. 91–108. doi: 10.35536/lje.2017.v22.i1.a5.

Akikur, R. K. *et al.* (2013) 'Comparative study of stand-alone and hybrid solar energy systems suitable for off-grid rural electrification: A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, pp. 738–752. doi: 10.1016/j.rser.2013.06.043.

Aklin, M. *et al.* (2017) 'Does basic energy access generate socioeconomic benefits? A field experiment with off-grid solar power in India', *Science Advances*, 3(5). doi: 10.1126/sciadv.1602153.

Akorede, M. F., Hizam, H. and Pouresmaeil, E. (2010) 'Distributed energy resources and benefits to the environment', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(2), pp. 724–734. doi: 10.1016/j.rser.2009.10.025.

Allen, M. (2015) *Análisis de Metodologías en la Literatura y Aplicación de una Metodología al Caso Ishpink*. Documento de Trabajo. Consultoría en la valorización de los beneficios exógenos de la

electrificación rural con energía renovable. FEDETA.

Alzola, J. A. *et al.* (2009) ‘Microgrids project, Part 2: Design of an electrification kit with high content of renewable energy sources in Senegal’, *Renewable Energy*, 34(10), pp. 2151–2159. doi: 10.1016/j.renene.2009.01.013.

Anderson, T. and Doig, A. (2000) ‘Community planning and management of energy supplies-international experience’, *Renewable Energy*, 19(1–2), pp. 325–331. doi: 10.1016/S0960-1481(99)00048-8.

ARCONEL (2017) *Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2017*. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/10/atlas%20reducido.pdf>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Ayuda en Acción (2018) *¿Cuáles son los países del África Subsahariana?* Disponible en: <https://ayudaenaccion.org/ong/blog/ayuda-humanitaria/africa-subсахariana-paises/>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Banco Mundial (2017) *Banco de datos del Banco Mundial | Explorar. Crear. Compartir, 2015*. Disponible en: <https://databank.bancomundial.org/home>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Banco Mundial (2018) *Entendiendo la pobreza, Pueblos indígenas*. Disponible en: <https://www.bancomundial.org/es/topic/indigenouspeoples>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Berardo, M. (2019) ‘Más allá de la dicotomía rural-urbano’, *QUID 16 n° 11*, pp. 316–324.

Bhattacharyya, S. (2013) ‘Rural Electrification Through Decentralised Off-grid Systems in Developing Countries’, *Green Energy and Technology*, 116, pp. 1–301. doi: 10.1007/978-1-4471-4673-5.

Brent, A. C. and Rogers, D. E. (2010) ‘Renewable rural electrification: Sustainability assessment of mini-hybrid off-grid technological systems in the African context’, *Renewable Energy*, 35(1), pp. 257–265. doi: 10.1016/j.renene.2009.03.028.

Breyer, C. *et al.* (2009) ‘Electrifying the Poor: Highly Economic Off-Grid PV Systems in Ethiopia - A Basis for Sustainable Rural Development’, in *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. WIP-Munich, pp. 3852–3860. doi: 10.4229/24THEUPVSEC2009-5EP.2.3.

CAF (2013) *Energía: Una vision sobre los retos y oportunidades en America Latina y el Caribe. Integración energética*. Disponible en: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/1505-energia-vision-retos-oportunidades-america-latina-caribe>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Carrasco, L. M., Narvarte, L. and Lorenzo, E. (2013) 'Operational costs of A 13,000 solar home systems rural electrification programme', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 20, pp. 1–7. doi: 10.1016/j.rser.2012.11.073.

Castillo, J. (2014) *Consultoría Evaluación Económica-Financiera*. Documento de Trabajo. Cooperación Técnica “Apoyo al Programa de Electrificación Rural del Ecuador” EC-T1235.

Cazso, E. (1995) 'El Sector Eléctrico Ecuatoriano', *Cincuenta Años de Energía Educativa*, pp. 48–50. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4687>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Chaurey, A. and Kandpal, T. C. (2010a) 'A techno-economic comparison of rural electrification based on solar home systems and PV microgrids', *Energy Policy*, 38(6), pp. 3118–3129. doi: 10.1016/j.enpol.2010.01.052.

Chaurey, A. and Kandpal, T. C. (2010b) 'Assessment and evaluation of PV based decentralized rural electrification: An overview', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(8), pp. 2266–2278. doi: 10.1016/j.rser.2010.04.005.

Chaurey, A., Ranganathan, M. and Mohanty, P. (2004) 'Electricity access for geographically disadvantaged rural communities-technology and policy insights', *Energy Policy*, 32(15), pp. 1693–1705. doi: 10.1016/S0301-4215(03)00160-5.

CIMACYT (2007) *Informe Final*. Documento de Trabajo. Consultoría para la Estimación de la Capacidad de Pago de Poblaciones Rurales para Servicios de Electricidad.

CONELEC (2008) *Procedimiento para presentar, calificar y aprobar proyectos FERUM*. Ecuador.

CONELEC (2008) *Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 -2020*. Disponible en: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2009-2020/>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

CONELEC (2012) *Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2012*. Disponible en: https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/01/Estadistica-Sector-Elctrico-2012.comp_.pdf. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Cortés, M. (2020) *Estudio comparativo de los Tigres Asiáticos y la Alianza del Pacífico. Desarrollo económico, modelo a seguir y retos de futuro*. Research Gate. Disponible en: https://www.researchgate.net/profile/Marc_Cortes_Rufe/publication/344477910_Estudio_comparativo

_de_los_Tigres_Asiaticos_y_la_Alianza_del_Pacifico_Desarrollo_economico_modelo_a_seguir_y_retos_de_futuro/links/5f7b498c92851c14bcaf0e53/Estudio-comparativo-de-. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Díaz, P. *et al.* (2013) 'Solar home system electrification in dispersed rural areas: A 10-year experience in Jujuy, Argentina', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 21(3), pp. 297–307. doi: 10.1002/pip.1181.

Diniz, A. S. A. C. *et al.* (2003) 'Sustainability - A challenge for deployment of photovoltaics in a utility program', in *Proceedings of the 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, pp. 2486–2489.

Domenech, B. *et al.* (2014) 'A community electrification project: Combination of microgrids and household systems fed by wind, PV or micro-hydro energies according to micro-scale resource evaluation and social constraints', *Energy for Sustainable Development*, 23, pp. 275–285. doi: 10.1016/j.esd.2014.09.007.

Doménech Lega, B. (2010) *Modelo para el diseño de proyectos de electrificación rural con consideraciones técnicas y sociales*. Proyecto Fin de Carrera. UPC. Disponible en: <https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/10664>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Doyle, R. (2013) 'Towards a future of sustainable consumption: A practice oriented , participatory backcasting approach for sustainable washing and heating practices in Irish', *University of Dublin, Trinity College*, 1(March).

Dufo-López, R. *et al.* (2011) 'Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV-wind-diesel systems with batteries storage', *Applied Energy*, 88(11), pp. 4033–4041. doi: 10.1016/j.apenergy.2011.04.019.

EEQ, 2012 *Informe de comunidades con Sistemas Fotovoltaicos en la Zona de Servicio de la Empresa Eléctrica Quito*. Documento de Trabajo. Presentado en el marco de las directrices emitidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

Elma, O. and Selamogullari, U. S. (2012) 'A comparative sizing analysis of a renewable energy supplied stand-alone house considering both demand side and source side dynamics', *Applied Energy*, 96, pp. 400–408. doi: 10.1016/j.apenergy.2012.02.080.

ESMAP (2007) 'Technical and economic assessment of off-grid, mini-grid and grid electrification technologies.', *Technical Paper 121/07*. World Bank, Washington D.C.

Fadaeenejad, M. *et al.* (2014) 'Assessment of hybrid renewable power sources for rural electrification

in Malaysia’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, pp. 299–305. doi: 10.1016/j.rser.2013.10.003.

Ferrer-Martí, L. *et al.* (2010) ‘A community small-scale wind generation project in Peru’, *Wind Engineering*, 34(3), pp. 277–288. doi: 10.1260/0309-524X.34.3.277.

Ferrer-Martí, L. *et al.* (2012) ‘Evaluating and comparing three community small-scale wind electrification projects’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(7), pp. 5379–5390. doi: 10.1016/j.rser.2012.04.015.

García, J. (2017) *Elaboración de Propuesta de Mecanismo de Sostenibilidad Financiera para Sistemas de Electrificación Rural Aislada*, Documento de Trabajo. En el marco del Convenio No. GRT/FM-13784 de Financiamiento No Reembolsable de Inversiones del Fondo para el Medio Ambiente Mundial para la ejecución del proyecto “Electrificación Rural con Energías Renovables en Zonas Aisladas del Ecuador, suscrito entre el Ecuador y el BID.

Grimm, M. *et al.* (2017) ‘A first step up the energy ladder? Low cost solar kits and household’s welfare in rural Rwanda’, *World Bank Economic Review*, 31(3), pp. 631–649. doi: 10.1093/wber/lhw052.

Hernández Amaro, J. (2014) *Caracterización Del Consumo De Energía En Viviendas Para Proponer Y Evaluar Tecnologías Ahorradoras*. Universidad Nacional Autónoma de México, México. Disponible en: https://ru.dgb.unam.mx/handle/DGB_UNAM/TES01000710741. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Hosseinalizadeh, R. *et al.* (2017) ‘Economic analysis of small wind turbines in residential energy sector in Iran’, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 20, pp. 58–71. doi: 10.1016/j.seta.2017.02.018.

Iddrisu, I. and Bhattacharyya, S. C. (2015) ‘Sustainable Energy Development Index: A multi-dimensional indicator for measuring sustainable energy development’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier, 50, pp. 513–530. doi: 10.1016/j.rser.2015.05.032.

IEA (2011) *Energy for all. Financing access for the poor*. Disponible en: http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebiste/energydevelopment/weo2011_energy_for_all.pdf (Último acceso: 20 de diciembre de 2020).

IEA (2012) *World Energy Outlook 2012*. Paris, France. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2012>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

IEA (2017a) *Energy Access Outlook 2017: From Poverty to Prosperity*. Paris, France. doi: 10.1787/9789264285569-en.

IEA (2017b) World Energy Outlook 2017. Paris, France: OECD. doi: 10.1787/weo-2017-en.

Independent Evaluation Group (2008) The Welfare Impact of Rural Electrification: A Reassessment of the Costs and Benefits. Washington, DC : World Bank. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/6519>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

INEC (2010) Resultados del Censo de Población y vivienda 2010. Fascículos de Sucumbíos y Orellana. Disponible en: <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/wp-content/descargas/Manualateral/Resultados-provinciales/orellana.pdf>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

ISF (2013) *Informe del Estado actual de funcionamiento de Sistemas Fotovoltaicos en las provincias de Orellana y Sucumbíos*. En el marco de la Colaboración entre el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y la Fundación Catalana Ingeniería Sin Fronteras.

Kaldellis, J. K., Kavadias, K. A. and Koronakis, P. S. (2007) ‘Comparing wind and photovoltaic stand-alone power systems used for the electrification of remote consumers’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(1), pp. 57–77. doi: 10.1016/j.rser.2004.12.001.

Kaldellis, J. K. and Zafirakis, D. (2012) ‘Optimum sizing of stand-alone wind-photovoltaic hybrid systems for representative wind and solar potential cases of the Greek territory’, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 107–108, pp. 169–178. doi: 10.1016/j.jweia.2012.04.013.

Kanagawa, M. and Nakata, T. (2008) ‘Assessment of access to electricity and the socio-economic impacts in rural areas of developing countries’, *Energy Policy*. Elsevier, 36(6), pp. 2016–2029. doi: 10.1016/j.enpol.2008.01.041.

Karumba, M; Muchapondwa, E. (2017) *The Impact of Micro Hydroelectricity on Household Welfare Indicators, Economic Research Southern Africa*.

Kemausuor, F. and Ackom, E. (2017) ‘Toward universal electrification in Ghana’, *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 6(1). doi: 10.1002/wene.225.

Khandker, S. R., Barnes, D. F. and Samad, H. (2009) ‘Welfare Impacts of Rural Electrification A Case Study from Bangladesh’, *Policy Research Working Paper*, (March), pp. 1–37.

Khare, V., Nema, S. and Baredar, P. (2016) ‘Solar–wind hybrid renewable energy system: A review’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Pergamon, 58, pp. 23–33. doi: 10.1016/J.RSER.2015.12.223.

Kirubi, C. *et al.* (2009) ‘Community-Based Electric Micro-Grids Can Contribute to Rural Development:

Evidence from Kenya', *World Development*, 37(7), pp. 1208–1221. doi: 10.1016/j.worlddev.2008.11.005.

Kiss, B. (2013) *Building Energy Efficiency - Policy, learning and technology change*. Lund University.

Lemaire, X. (2011) 'Off-grid electrification with solar home systems: The experience of a fee-for-service concession in South Africa', *Energy for Sustainable Development*, 15(3), pp. 277–283. doi: 10.1016/j.esd.2011.07.005.

MAE (2010) *Línea Base de Deforestación del Ecuador Continental*. Disponible en: <http://sociobosque.ambiente.gob.ec/files/Folleto%20mapa-parte1.pdf>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020).

Mainali, B. (2014) *Sustainability of rural energy access in developing countries*, *KTH Industrial Engineering and Management*. KTH Royal Institute of Technology.

Meier, P. *et al.* (2010) 'ESMAP, Peru: National Survey of Rural Household Energy Use', *Special Report*, (August), p. 190.

Meléndez, M. (2014) *Análisis e interpretación de indicadores energéticos para el desarrollo sostenible de Guatemala*. Pontificia Universidad Católica De Chile.

Mendes, G., Ioakimidis, C. and Ferrão, P. (2011) 'On the planning and analysis of Integrated Community Energy Systems: A review and survey of available tools', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), pp. 4836–4854. doi: 10.1016/j.rser.2011.07.067.

Mendieta, Di., Escribano, J. (2015) 'Electricidad, Desarrollo Rural Y Buen Vivir', in *III Simposio Internacional Historia de la electrificación. Estrategias y cambios en el territorio y la sociedad*, p. 2. Disponible en: <http://www.ub.edu/geocrit/iii-mexico/mendietaescribano.pdf>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Ministerio de Energía de Ecuador (2019) *Transformación y situación actual del sector eléctrico*. Disponible en; <https://www.recursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/2.-TRANSFORMACION-Y-SITUACION-ACTUAL-DEL-SECTOR-ELECTRICO.pdf>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Nascentes, A. (2009) *Práticas de Parcerias Público-Privadas no Brasil e no Exterior: êxitos e riscos Relatório final relativo à pesquisa, análise e sistematização das Melhores Práticas, casos de êxito e de risco*. Disponible en: <http://docplayer.com.br/17353979-Praticas-de-parcerias-publico-privadas->

nobrasil-e-no-exterior-exitos-e-riscos.html (Último acceso: 20 de diciembre de 2020).

Neves, D., Silva, C. A. and Connors, S. (2014) 'Design and implementation of hybrid renewable energy systems on micro-communities: A review on case studies', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, pp. 935–946. doi: 10.1016/j.rser.2013.12.047.

Nishimura, H. (1986) 'El equilibrio rural-urbano en el desarrollo rural', *Agricultura y Sociedad*, 38–39, pp. 203–223.

Obeng, G. Y. *et al.* (2008) 'Impact of solar photovoltaic lighting on indoor air smoke in off-grid rural Ghana', *Energy for Sustainable Development*. International Energy Initiative, Inc., 12(1), pp. 55–61. doi: 10.1016/S0973-0826(08)60419-6.

OLADE (2018) *Panorama energético de América Latina y El Caribe 2018*. Disponible en: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0416.pdf>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Ondraczek, J. (2013) 'The sun rises in the east (of Africa): A comparison of the development and status of solar energy markets in Kenya and Tanzania', *Energy Policy*, 56, pp. 407–417. doi: 10.1016/j.enpol.2013.01.007.

ONU HABITAT (2020) *Distinciones entre lo rural y urbano*. Disponible en: <https://onuhabitat.org.mx/index.php/distinciones-entre-lo-rural-y-lo-urbano>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Palit, D. (2013) 'Solar energy programs for rural electrification: Experiences and lessons from South Asia', *Energy for Sustainable Development*, 17(3), pp. 270–279. doi: 10.1016/j.esd.2013.01.002.

PNUD (2015) *Los Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Disponible en: <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals/background/> (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Ten Palomares, M. and Boni Aristizabal, A. (2016) 'Visiones de la electrificación rural en la Amazonía Ecuatoriana: disputando lógicas hegemónicas', *Letras Verdes. Revista Latinoamericana de Estudios Socioambientales*, (20), p. 4. doi: 10.17141/letrasverdes.20.2016.2181.

Parejo, M. C. (2013) 'El trilema energético', *Cuadernos de energía*, (1), pp. 1–22.

Pedersen, M. B. (2016) 'Deconstructing the concept of renewable energy-based mini-grids for rural electrification in East Africa', *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 5(5), pp. 570–

587. doi: 10.1002/wene.205.

Peura, P. (2013) *From Unlimited Growth to Sustainable Energy*. University of Vaasa, Finland. Disponible en: http://www.uva.fi/materiaali/pdf/isbn_978-952-476-448-3.pdf. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Rahman, M. M. *et al.* (2013) 'Driving and hindering factors for rural electrification in developing countries: Lessons from Bangladesh', *Energy Policy*. Elsevier, 61, pp. 840–851. doi: 10.1016/j.enpol.2013.06.100.

Rahman, M. M. (2014) *Accomplishing rural electrification for over a billion people: Approaches towards sustainable solutions*. Aalto University, Espoo, Finland. Disponible en: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-60-5579-4>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Sadeque, Z. *et al.* (2014) 'Scaling Up Access to Electricity: The Case of Bangladesh', *Live Wire. A Knowledge note series for the energy and extractives global practice*, pp. 1–8. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/18679/887020BRI0Live00Box385194B00PUBLIC0.pdf?sequence=6&isAllowed=y>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Schwartz, T. (2013) *Designing Information Technology for Sustainable Energy Use*. Siegen University.

Senplades (2013) 'Plan Nacional de Desarrollo /Plan Nacional para el Buen Vivir 2013-2017', *Senplades*, pp. 1–600. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.

Shyu, C.-W. (2013) 'End-users' experiences with electricity supply from stand-alone mini-grid solar PV power stations in rural areas of western China', *Energy for Sustainable Development*, 17(4), pp. 391–400. doi: 10.1016/j.esd.2013.02.006.

Smith, N. P. A. (1994) 'Key factors for the success of village hydro-electric programmes', *Renewable Energy*, 5(5–8), pp. 1453–1460. doi: 10.1016/0960-1481(94)90187-2.

Taheruzzaman, M. and Janik, P. (2016) 'Electric Energy Access in Bangladesh', *Transactions on Environment and Electrical Engineering*, 1(2). doi: 10.22149/teee.v1i2.13.

Ten-Palomares, M. *et al.* (2015) *Experiencias de modelos de gestión off-grid, en Ecuador e internacionalmente*. Documento de trabajo. Proyecto: Soluciones sostenibles de energías renovables fuera de red para comunidades aisladas de Ecuador.

Ten-Palomares, M. (2016) 'Energy for Freedom: Reflexiones para el análisis crítico de proyectos de electrificación rural aislada', *Iberoamerican Journal of Development Studies*, 5(2), pp. 140–159. doi:

10.26754/ojs_ried/ijds.240.

Tsikalakis, A. *et al.* (2011) 'Review of best practices of solar electricity resources applications in selected Middle East and North Africa (MENA) countries', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), pp. 2838–2849. doi: 10.1016/j.rser.2011.03.005.

Urrunaga, R. *et al.* (2013) *Determinación de la metodología de cálculo de los beneficios sociales de la electrificación rural y que calcule su valor monetario actualizado*. Documento de Trabajo. Contrato n° 069-2012-MEM/DGER.

Ustun, T. S., Ozansoy, C. and Zayegh, A. (2011) 'Recent developments in microgrids and example cases around the world - A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), pp. 4030–4041. doi: 10.1016/j.rser.2011.07.033.

Valenzuela, F., Caro, C. and Flores, P. (2009) *Informe preliminar. Presupuesto evaluado*. Documento de trabajo. Ejecución de Proyectos de Electrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas de Perú.

Varun, Bhat, I. K. and Prakash, R. (2009) 'LCA of renewable energy for electricity generation systems- A review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), pp. 1067–1073. doi: 10.1016/j.rser.2008.08.004.

Wamukonya, N. and Davis, M. (2001) 'Socio-economic impacts of rural electrification in Namibia: comparisons between grid, solar and unelectrified households', *Energy for Sustainable Development*. International Energy Initiative, Inc., 5(3), pp. 5–13. doi: 10.1016/S0973-0826(08)60272-0.

White, L. N. (2013) *Sustainable Energy Futures: Toward an Integrated Strategic Environmental Assessment Process for Energy Planning*. University of Saskatchewan, Saskatoon, Canada. Disponible en: <https://harvest.usask.ca/bitstream/handle/10388/ETD-2013-03-935/WHITE-DISSERTATION.pdf?sequence=4&isAllowed=y>. (Último acceso: 20 de diciembre de 2020)

Winkler, H. (2007) 'Energy policies for sustainable development in South Africa', *Energy for Sustainable Development*, 11(1), pp. 26–34. doi: 10.1016/S0973-0826(08)60561-X.

World Bank; International Energy Agency (2014) *Marco de seguimiento global de la iniciativa Energía sostenible para Todos: Resumen ejecutivo*. Sustainable Energy for All; World Bank, Washington, DC.

Yadoo, A. and Cruickshank, H. (2012) 'The role for low carbon electrification technologies in poverty reduction and climate change strategies: A focus on renewable energy mini-grids with case studies in Nepal, Peru and Kenya', *Energy Policy*. Elsevier, 42, pp. 591–602. doi: 10.1016/j.enpol.2011.12.029.

Zhang, X. *et al.* (2001) 'Wind energy technology development and diffusion: A case study of Inner Mongolia, China', *Natural Resources Forum*, 25(1), pp. 33–42. doi: 10.1111/j.1477-8947.2001.tb00744.x.

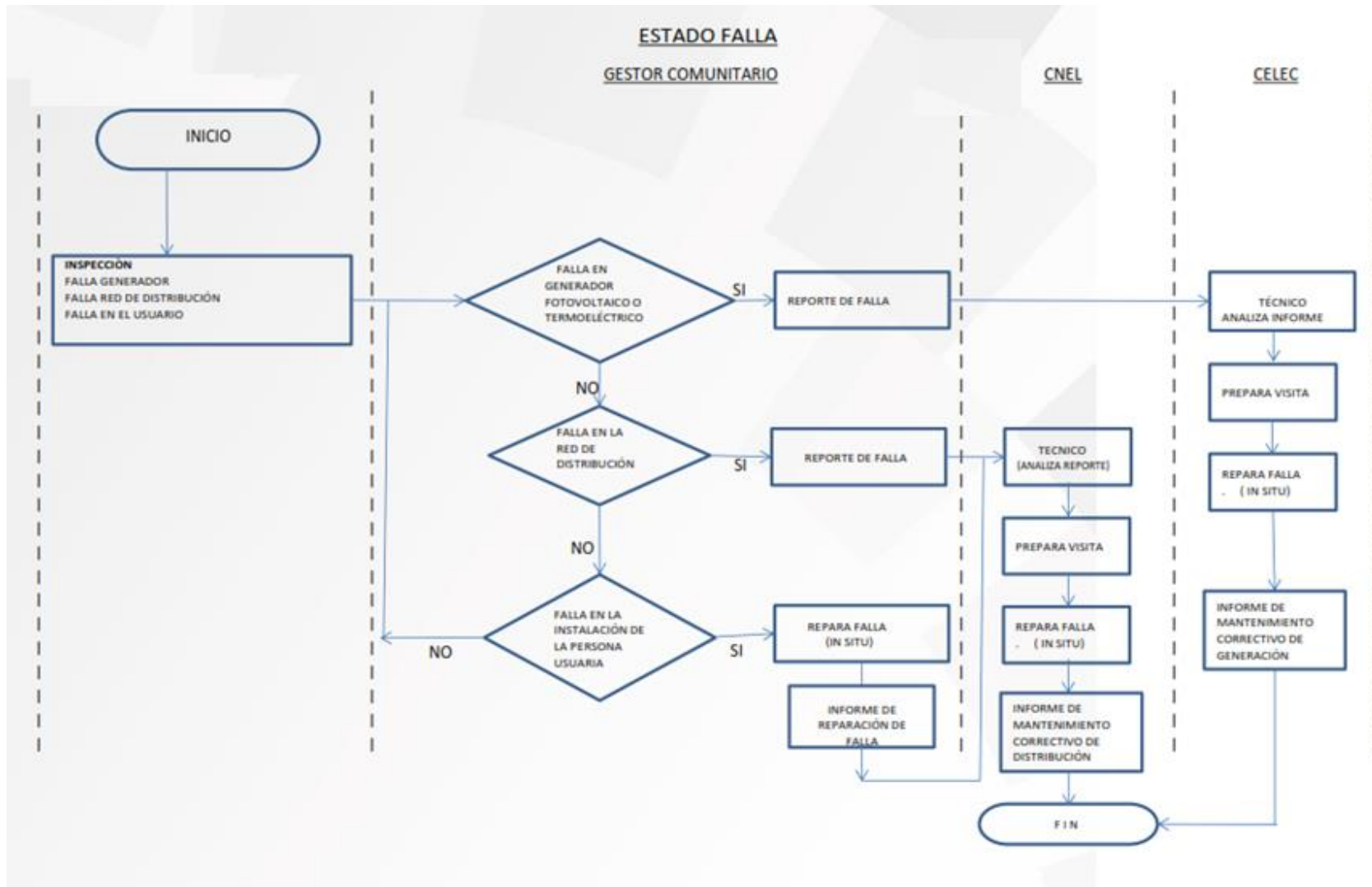
Zhou, W. *et al.* (2010) 'Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems', *Applied Energy*, 87(2), pp. 380–389. doi: 10.1016/j.apenergy.2009.08.012.

Zomers, A. (2003) 'The challenge of rural electrification', *Energy for Sustainable Development*. International Energy Initiative, Inc., 7(1), pp. 69–76. doi: 10.1016/S0973-0826(08)60349-X.

Anexos

ANEXO N.- 1.- Estado de Falla	A
ANEXO N.- 1.A. Gestor Comunitario	B
ANEXO N.- 1.B. CELEC	D
ANEXO N.- 1.C. CNEL.....	H
ANEXO No. 2.- Procedimiento para operación y mantenimiento correctivo de los SFV instalados en la comunidad de Zancudococha-cantón Aguarico	K
ANEXO No 2.A. CELEC.....	K
ANEXO No 2.B. CNEL.....	M
ANEXO No. 3.- Flujogramas de Actualización entre Actores del Modelo de Gestión	O
ANEXO No 3.A. Estado Normal Operativo de la Generación.....	O
ANEXO No 3.B. Estado Normal Operativo de la Distribución	P
ANEXO No. 3C. Estado de Alarma.....	Q
ANEXO 4D. Estado de Falla.....	R
ANEXO No.5.- Diagnóstico Social de las comunidades de la EE Centro Sur S.A.	S
ANEXO No 5.1. Características de la Población Beneficiaria.....	S
ANEXO No.6.- Instrumento para el Levantamiento de Información para la Línea de Seguimiento de la operación EC-G1001.....	NN

ANEXO N° 1.- Estado de Falla



**PROCEDIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
PREVENTIVO DE LOS SFV INSTALADOS EN LA COMUNIDAD DE
ZANCUDOCOCHA-CANTÓN AGUARICO.**

ANEXO No 1.A. GESTOR COMUNITARIO

No	Actividad	Responsable/Recurso	Registro/Observaciones
1	Inicio		
2	Inspección Instalaciones. (Distribución y/o Generación).	Gestor Comunitario / Listado de tareas.	Frecuencia: Semanal. Listado con el estado de instalaciones.
3	Inicio visita a la comunidad.	Gestor Comunitario. / Listado de actividades.	Frecuencia: Semanal. Listado de actividades por realizar.
4	Limpieza de paneles fotovoltaicos.	Gestor Comunitario / Equipo de limpieza. EPP. Procedimientos para limpieza de paneles y manejo de residuos.	Frecuencia: Limpieza semanal o luego de la ocurrencia de tormentas o vientos. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación. Reportar a CELEC.
5	Limpieza del cuarto de control.	Gestor Comunitario / Equipo de limpieza. EPP. Procedimientos para limpieza de cuarto de control y manejo de residuos.	Frecuencia: Limpieza semanal, barrido del cuarto de control, eliminación de insectos, hormigas, escarabajos, etc. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación. Reportar a CELEC.

6	Encendido del generador de combustión interna.	Gestor Comunitario / EPP.	Frecuencia: semanal. Registro de los parámetros de funcionamiento del generador. Chequeo de niveles de aceite, agua, combustible. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación. Reportar a CELEC.
7	Limpieza de cubeto del generador diésel.	Gestor Comunitario/EPP. Procedimiento para almacenar residuos.	Frecuencia: semanal. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación. Reportar a CELEC.
8	Almacenamiento de residuos	Gestor Comunitario/EPP. Procedimiento para almacenar residuos.	Reporte de la cantidad de residuos. Reportar en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación y Bitácora de mantenimiento preventivo de distribución.
9	Reporte de información a CNEL / CELEC	Gestor Comunitario.	Frecuencia: Semanal. Reporte a través de vía telefónica o internet.

ANEXO No 1.B. CELEC.

No	Actividad	Responsable/Recurso	Registro/Observaciones
1	Inicio		
2	Planificación de la visita a la comunidad del técnico de CELEC	Gestor Comunitario.	Frecuencia: Trimestral. Socialización de actividades de mantenimiento.
3	Coordinación de mingas comunitarias	Gestor Comunitario.	Frecuencia: Trimestral. Listado de actividades por realizar.
4	Inicio visita a la comunidad por parte del técnico de CELEC	Técnico de CELEC.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.
5	Reunión con dirigentes y la comunidad	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario.	Frecuencia: Trimestral. Socialización de actividades de mantenimiento.
6	Inspección de instalaciones	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario/Recepción de novedades.	Frecuencia: Trimestral. Revisión de la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.
7	Descarga de información de data-loggers de los equipos de generación.	Técnico de CELEC/Equipo para descarga de datos.	Frecuencia: Trimestral. Análisis de los registros de datos almacenados que deberán incluirse en el Informe de mantenimiento preventivo de generación.
8	Cambio de aceite, filtros, chequeo de parámetros mecánicos de funcionamiento del motor generador de combustión interna.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas. Procedimiento para almacenar residuos.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación. Traslado de residuos.

9	Chequeo de parámetros eléctricos de funcionamiento del alternador del generador de combustión interna	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.
10	Medición de resistencia de aislamiento de los devanados del generador de combustión interna.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.
11	Revisión del sistema de puesta a tierra, sistema de apantallamiento.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.
12	Chequeo del sistema de soporte de los paneles.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.
13	Revisión del cableado exterior entre los paneles, cajas de conexión, sistemas de puesta a tierra.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.
14	Revisión del cableado en el cuarto de control, y estanqueidad de caja de conexiones.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.

15	Revisión de equipos de control, mando, protecciones, estado de alarmas, ejecución de pruebas de funcionamiento de los equipos del sistema de generación fotovoltaico.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Trimestral. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento preventivo de generación.
16	Medición termográfica.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Trimestral. Análisis y registro de datos que deberá incluirse en el Informe de mantenimiento preventivo de generación.
17	Almacenamiento de residuos	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario.	Frecuencia: Trimestral. Traslado de residuos, incluir cantidades y destino final de los residuos en el Informe de mantenimiento preventivo de generación.
18	Retorno de la visita	Técnico de CELEC.	Frecuencia: Trimestral.
19	Procesamiento de la información	Técnico de CELEC.	Frecuencia: Trimestral. Sistematización de la información de la bitácora de mantenimiento preventivo de generación. Elaboración de tablas estadísticas, generar listados de repuestos, compras y presupuestos.

20	Generar informe	Técnico de CELEC/ Informe técnico comunidad.	Frecuencia: Trimestral. Elaboración del Informe de mantenimiento preventivo de generación en base a la información recopilada durante la inspección.
21	Generación de órdenes de trabajo	Técnico de CELEC/ Informe técnico.	Frecuencia: Trimestral. Listado de Ordenes de Trabajo por realizar.

ANEXO No 1.C. CNEL.

No	Actividad	Responsable/Recurso	Registro/Observaciones
1	Inicio		
2	Planificación de la visita a la comunidad de los técnicos de CNEL.	Gestor Comunitario.	Frecuencia: Semestral. Listado de trabajos por realizar.
3	Coordinación de mingas comunitarias	Gestor Comunitario.	Frecuencia: Semestral. Socialización de actividades de mantenimiento.
4	Inicio visita a la comunidad por parte del técnico de CNEL.	Técnico de CNEL.	Frecuencia: Semestral. Listado de actividades por realizar.
5	Reunión con dirigentes y la comunidad	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario/recepción del informe del técnico local.	Frecuencia: Semestral. Socialización de actividades de mantenimiento.
6	Inspección de instalaciones	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario/Listado de tareas.	Frecuencia: Semestral. Revisión de la Bitácora de mantenimiento preventivo de distribución.
7	Des energización y energización de la red de distribución.	Técnico de CNEL/Gestor Comunitario. Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Semestral. Registro del tiempo de desconexión en la Bitácora de mantenimiento preventivo de distribución.

8	Mantenimiento de transformadores. Limpieza de bushing, chequeo de nivel de aceite, limpieza de pararrayos, chequeo de puentes de alto y bajo voltaje.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Semestral. Registro fotográfico. Registro de hallazgos en la bitácora de mantenimiento preventivo de distribución.
9	Mantenimiento de luminarias	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Semestral. Registro fotográfico. Registro de hallazgos en la bitácora de mantenimiento preventivo de distribución.
10	Medición termográfica.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Semestral. Análisis y registro de datos que deberán incluirse en el Informe de mantenimiento preventivo de distribución.
11	Mantenimiento de franja de servidumbre y poda de árboles.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Semestral. Registro fotográfico. Registro de hallazgos en la bitácora de mantenimiento preventivo de distribución.
12	Revisión de puestas a tierra en los transformadores, fines de circuitos de red BT, en los medidores de los usuarios.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Semestral. Registro fotográfico. Registro de hallazgos en la bitácora de mantenimiento preventivo de distribución.

13	Limpieza de aisladores.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Semestral. Registro fotográfico. Registro de hallazgos en la bitácora de mantenimiento preventivo de distribución.
14	Revisión de medidores de energía.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Frecuencia: Semestral. Traslado de residuos. Incluir cantidades y destino final de los residuos en el Informe de mantenimiento preventivo de distribución.
15	Manejo de residuos.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario.	Frecuencia: Semestral. Traslado de residuos. Incluir cantidades y destino final de los residuos en el Informe de mantenimiento preventivo de distribución.
16	Retorno de la visita	Técnico de CNEL/ Informes.	Frecuencia: Semestral.
17	Procesamiento de información	Técnico de CNEL.	Frecuencia: Semestral. Sistematización de la información de la bitácora de mantenimiento preventivo de distribución. Elaboración de tablas estadísticas, generar listados de repuestos, compras y presupuestos.
18	Generar informe	Técnico de CNEL/Informe técnico de la comunidad.	Frecuencia: Semestral. Elaboración del informe de mantenimiento preventivo de distribución en base a la información recopilada durante la inspección.
19	Generación de órdenes de trabajo	Técnico de CNEL/Informe Técnico.	Frecuencia: Semestral. Listado de órdenes de trabajo por realizar.

**ANEXO No. 2.- PROCEDIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE LOS SFV INSTALADOS EN LA
COMUNIDAD DE ZANCUDOCOCHA-CANTÓN AGUARICO.**

ANEXO No 2.A. CELEC

No	Actividad	Responsable/Recurso	Registro/Observaciones
1	Inicio		
2	Planificación de la visita a la comunidad.	Técnico de CELEC.	Listado de trabajos por realizar.
3	Inicio visita a la comunidad.	Técnico de CELEC/Gestor Comunitario.	Listado de actividades por realizar.
4	Reunión con dirigentes y la comunidad	Técnico de CELEC/Gestor Comunitario.	Socialización de inicio de actividades de mantenimiento.
5	Visitas a instalaciones con averías.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario.	Descarga de datos de dataloggers.
6	Reemplazo de paneles, reguladores, inversores, baterías averiadas.	Técnico de CELEC/Gestor Comunitario. Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de generación.
7	Reemplazo de cables, reemplazo de borneras.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de generación.
8	Reposición de protecciones.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de generación.
9	Reemplazo de partes y piezas del generador térmico.	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de generación.

10	Manejo de residuos	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario.	Traslado de residuos. Incluir cantidades y destino final de los residuos en el Informe de mantenimiento correctivo de generación.
11	Retorno de la visita	Técnico de CELEC/ Informes.	Registro de tiempo de duración de la inspección en la bitácora de mantenimiento correctivo de generación.
12	Procesamiento de la información.	Técnico de CELEC	Sistematización de la información de la bitácora de mantenimiento correctivo de generación. Elaboración de tablas estadísticas. Generar listados de repuestos, compras y presupuestos.
13	Generar informe.	Técnico de CELEC/ Informe Técnico.	Elaboración del Informe de mantenimiento correctivo de generación en base a la información recopilada durante la inspección.
14	Generación de nuevas actividades	Técnico de CELEC/ Informe Técnico.	Listado de actividades por realizar en la próxima visita.

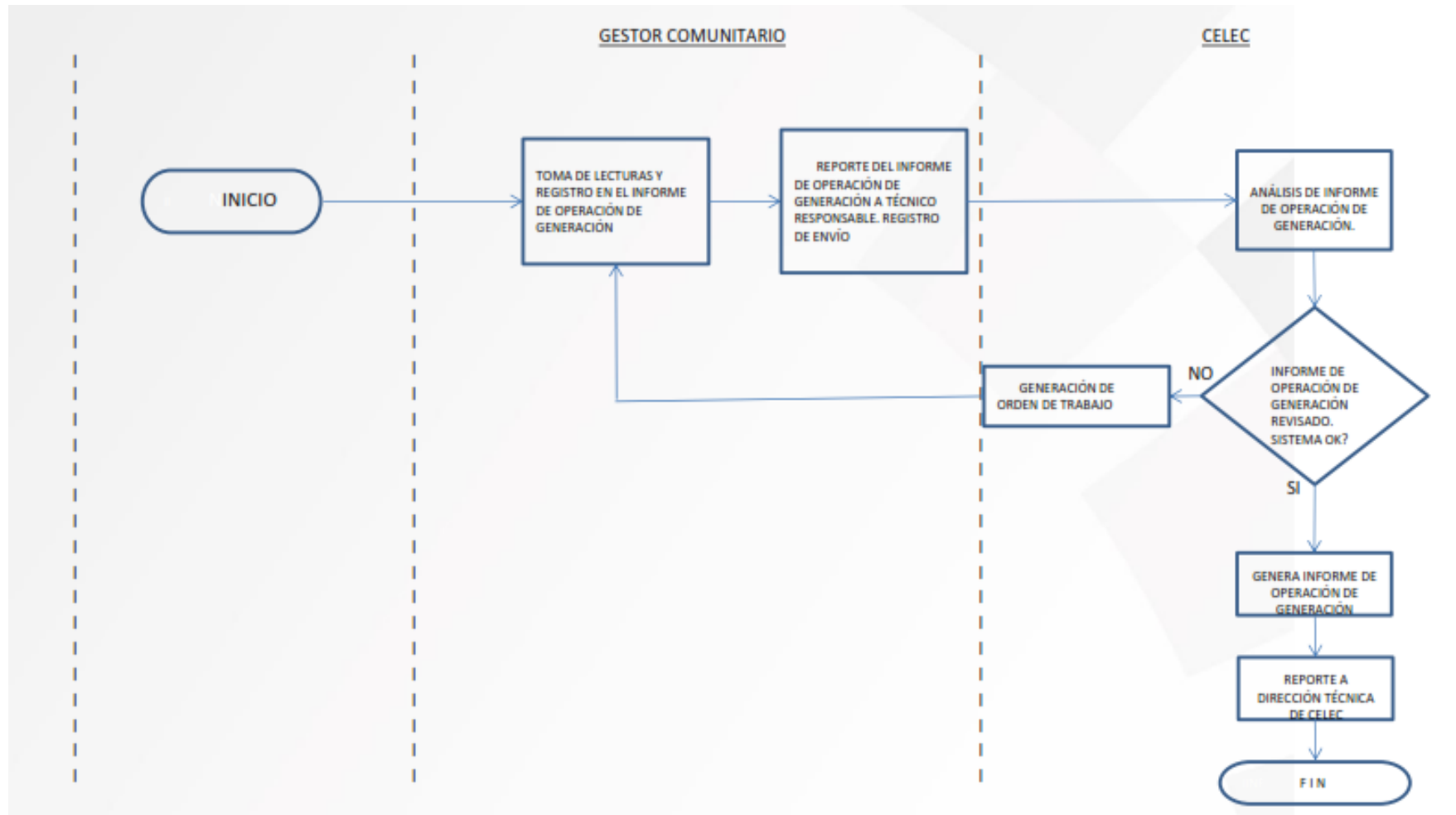
ANEXO No 2.B. CNEL

No	Actividad	Responsable/Recurso	Registro/Observaciones
1	Inicio		
2	Planificación de la visita a la comunidad.	Técnico de CNEL	Listado de trabajos por realizar.
3	Inicio visita a la comunidad.	Técnico de CNEL/Gestor Comunitario.	Listado de actividades por realizar.
4	Reunión con dirigentes y la comunidad	Técnico de CNEL/Gestor Comunitario.	Socialización de inicio de actividades de mantenimiento.
5	Visitas a instalaciones con averías.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario.	Registro fotográfico/revisión de la bitácora de mantenimiento de distribución.
6	Reemplazo de luminarias, transformadores, aisladores.	Técnico de CNEL/Gestor Comunitario. Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de distribución.
7	Reparación de conductores de medio y bajo voltaje.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de generación.
8	Reposición de protecciones.	Técnico de CNEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de distribución.
9	Reemplazo de medidores y acometidas averiados.	Técnico de CENEL/ Gestor Comunitario, Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de distribución.
10	Cambio de puesta a tierra en el sistema de distribución.	Técnico de CENEL/ Gestor Comunitario/Equipos y Herramientas.	Registrar los equipos nuevos, equipos averiados, en bitácora de mantenimiento correctivo de distribución.
11	Restablecimiento del servicio en los usuarios.	Gestor comunitario/ Multímetro. Dispositivo de presencia de tensión EPP.	Frecuencia: Cada que ocurra el evento. Registro de fallas por usuarios afectados. Reporte de actividades ejecutadas en la bitácora de mantenimiento correctivo de generación. Reportar a CNEL.
12	Reemplazo de boquillas, luminarias, interruptores termomagnéticos,	Gestor comunitario/ Guantes/ Multímetro. Dispositivo de presencia de tensión EPP. Procedimiento para almacenar residuos.	Frecuencia: Cada que ocurra el evento. Control de material utilizado. Reporte de actividades ejecutadas en la Bitácora de mantenimiento correctivo de distribución. Reportar a CNEL.
13	Manejo de residuos	Técnico de CELEC/ Gestor Comunitario.	Traslado de residuos. Incluir cantidades y destino final de los residuos en el informe de

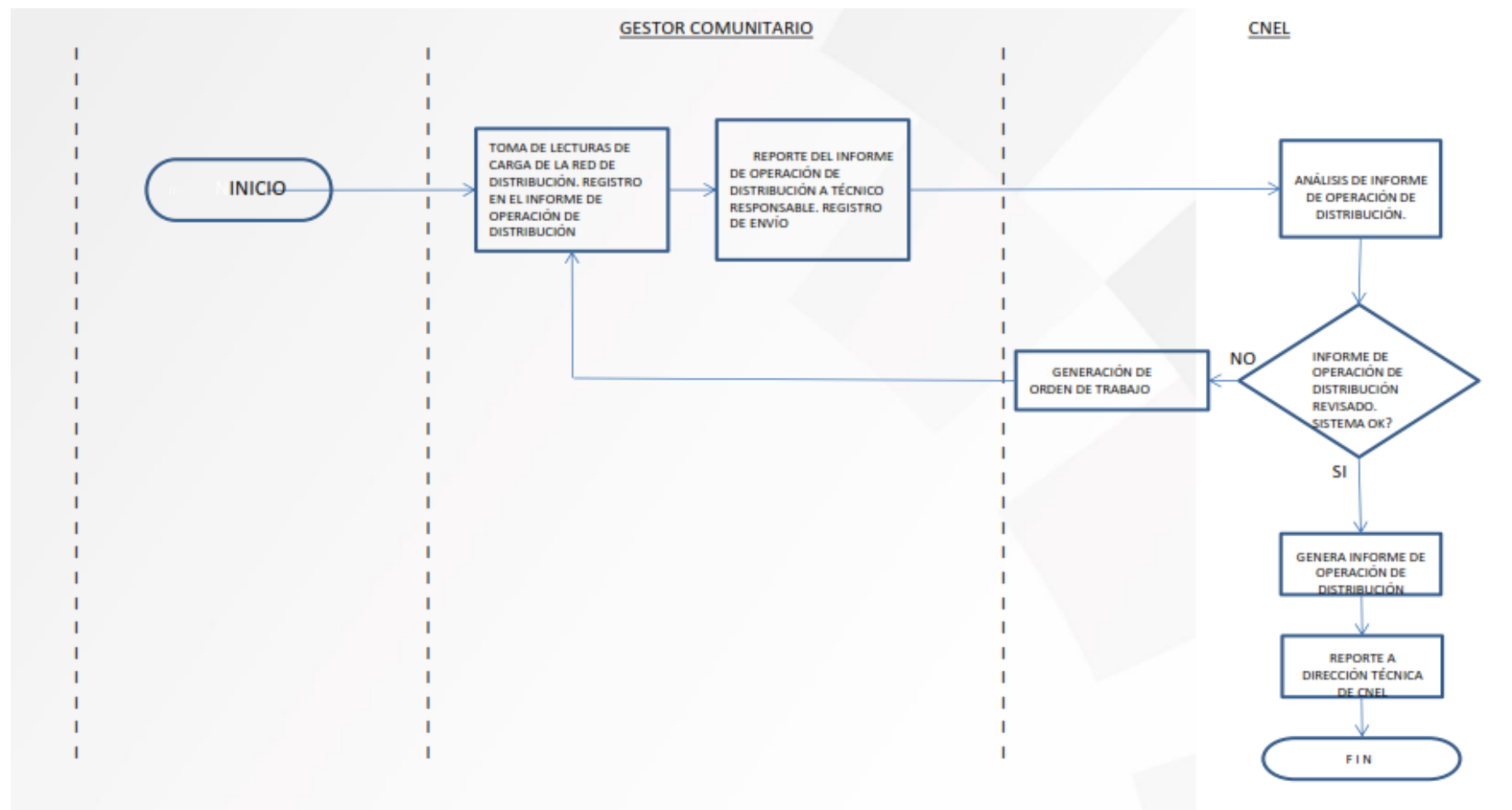
			mantenimiento correctivo de distribución.
14	Retorno de la visita	Técnico de CNEL/ Informes.	Registro de tiempo de duración de la inspección en la bitácora de mantenimiento correctivo de distribución.
15	Procesamiento de la información	Técnico de CNEL	Sistematización de la información de la bitácora de mantenimiento correctivo de distribución. Elaboración de tablas estadísticas. Generar listado de repuestos, compras y repuestos.
16	Generar informe	Técnico de CNEL/Informe Técnico	Elaboración del informe de mantenimiento correctivo de distribución en base a la información recopilada durante la inspección.
17	Generación de nuevas actividades	Técnico de CNEL/Informe Técnico	Listado de actividades por realizar en la próxima visita.

ANEXO No 3. FLUJOGRAMAS DE ACTUALIZACIÓN ENTRE ACTORES DEL MODELO DE GESTIÓN

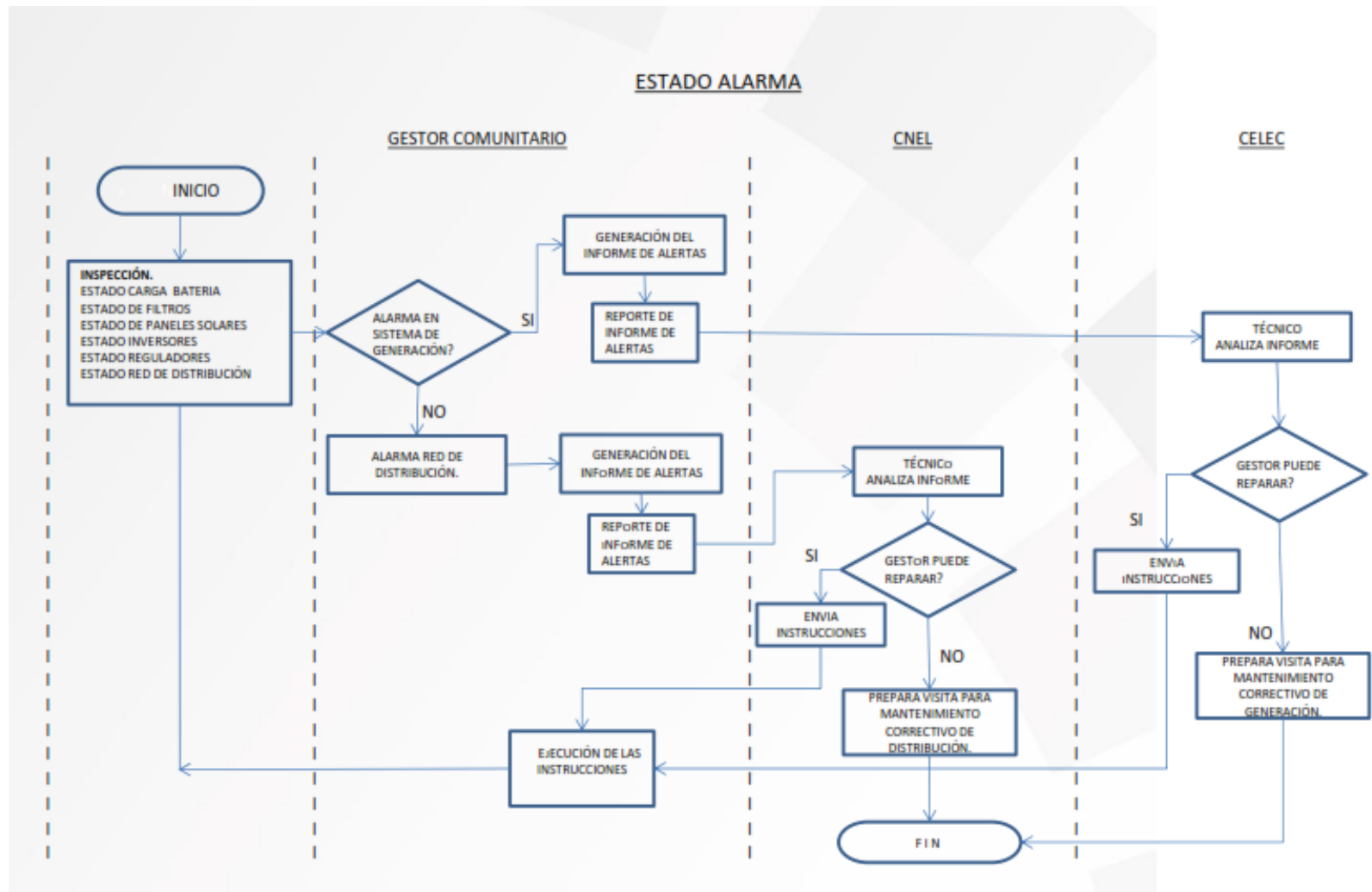
ANEXO 3.A. ESTADO NORMAL OPERATIVO DE LA GENERACIÓN



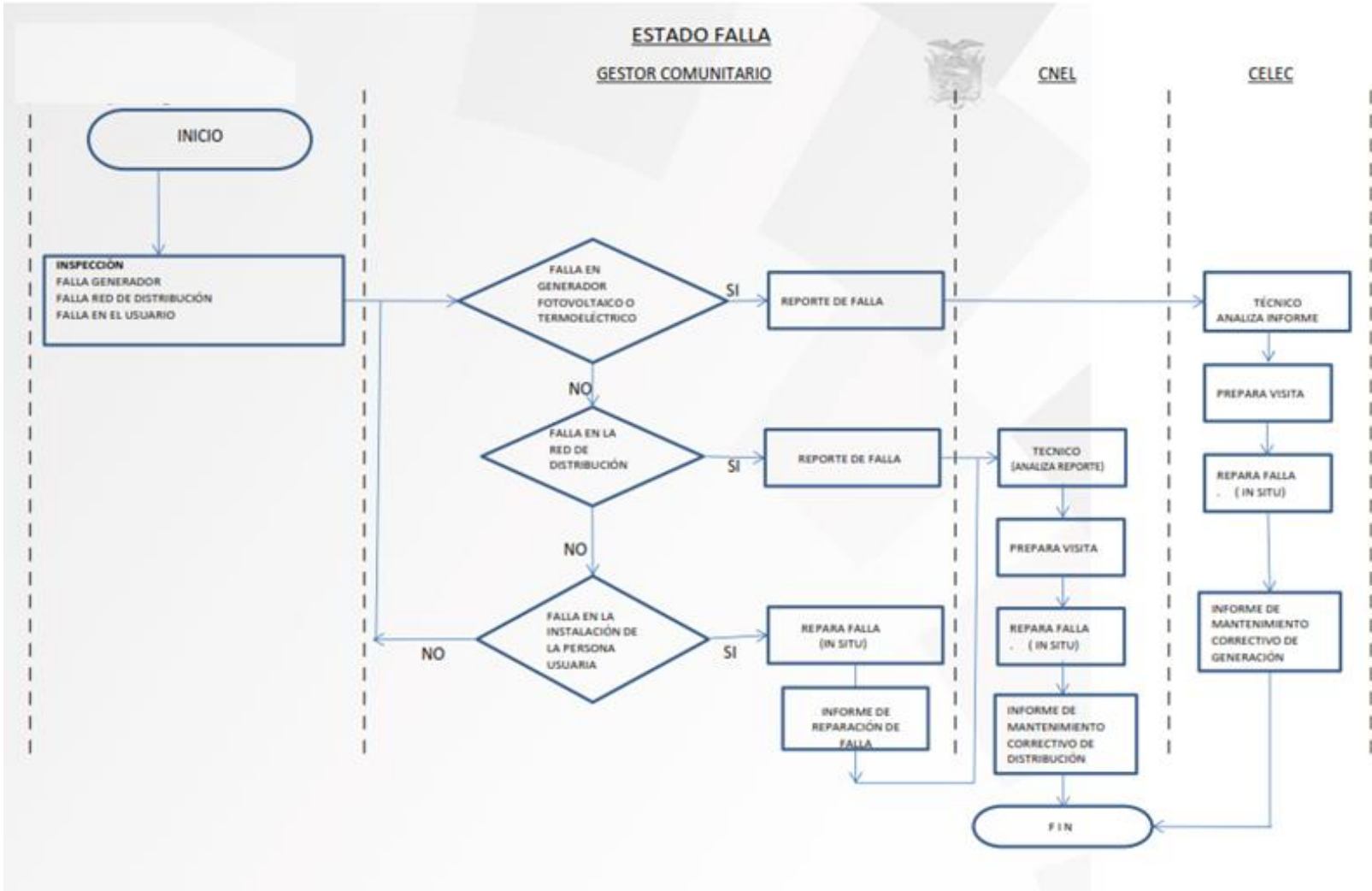
ANEXO 3.B. ESTADO NORMAL OPERATIVO DE LA DISTRIBUCIÓN



ANEXO 3.C. ESTADO DE ALARMA



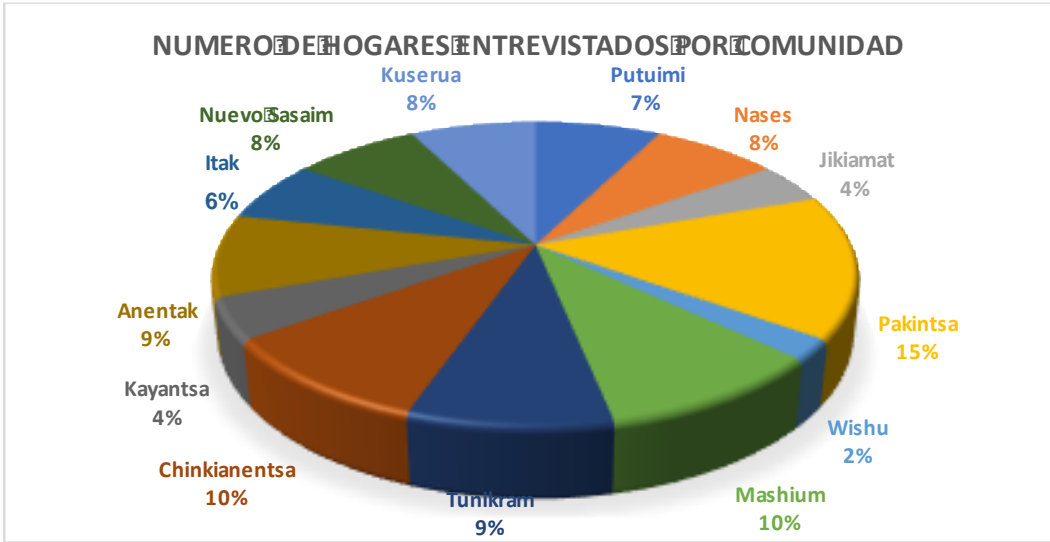
ANEXO 4.D. ESTADO DE FALLA



ANEXO 5. Diagnóstico social de las comunidades de la Empresa Eléctrica CENTROSUR S.A.

ANEXO No. 5.1. Características de la Población Beneficiada

En el área de concesión de la Empresa Eléctrica de Distribución Centro Sur (EED CENTROSUR) se entrevistaron 92 hogares de un total de 155 hogares, alcanzando un 60% de efectividad en el levantamiento de información.



De las 548 personas registradas 50% corresponde al sexo masculino y 50% al sexo femenino¹⁷.

SEXO	N	%
1. Mujer	274	50
2. Hombre	274	50
TOTALES	548	100

¹⁷ Es importante resaltar que el número de personas promedio por grupo familiar es de 5 individuos, teniendo como límite inferior 2 personas por grupo familiar y como límite superior 14 personas, uno de los rasgos culturales importantes de las comunidades Achuar visitadas, es que aceptan la poligamia, en ese sentido el hombre Achuar puede tener dos o más esposas siempre y cuando esté en la capacidad de cubrir sus gastos de subsistencia. Estos casos, aunque no son tan frecuentes, se encuentran presentes dentro del mismo grupo familiar, es decir, generalmente el mismo hombre se encuentra casado con la hija mayor y la hermana inmediatamente seguida de un mismo grupo familiar, estos casos se dan principalmente por el fallecimiento del padre o la madre del grupo familiar o del esposo de la segunda. Del mismo modo al momento de la encuesta 99 de cada cien personas encuestadas declaran tener toda su vida viviendo en la comunidad, sólo el 1% restante corresponde a migración interna entre las comunidades por los motivos expresados anteriormente.

COMPOSICIÓN DEMOGRÁFICA POR SEXO DEL GRUPO FAMILIAR

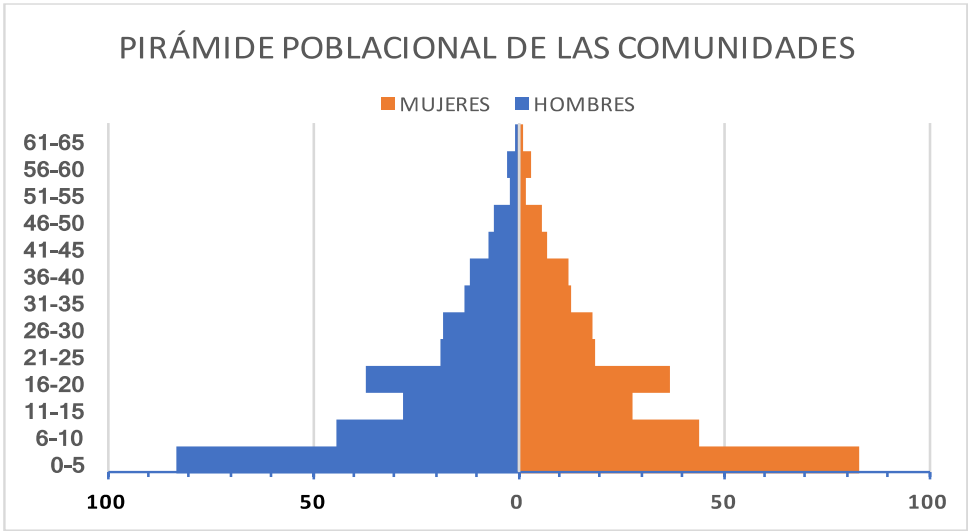


El 44% de la población de estas comunidades se concentra dentro de la población económicamente activa un 55% de la población es menor a 15 años.

RANGO DE EDAD EN AÑOS	HOMBRES	MUJERES
0-5	70	83
6-10	48	44
11-15	31	28
16-20	27	37
21-25	29	19
26-30	18	18
31-35	12	13
36-40	17	12
41-45	9	7
46-50	6	6
51-55	2	2
56-60	3	3
61-65	2	1
81-85	0	1
TOTALES	274	274

La pirámide poblacional de las comunidades visitadas, muestra que la mayoría de la población se concentra entre 0 años y 24 años de edad, presentando la forma de una pirámide poblacional

progresiva¹⁸, Igualmente se observa una disminución importante en el rango de 30-44 años¹⁹ tanto en hombres como en mujeres²⁰.



Fuente: Levantamiento de información de seguimiento. Noviembre, 2017.

Por lo que la condición de alfabetismo de la población mayor a seis años, establece que el 41% de los hombres²¹, declaró saber leer y escribir, mientras el 8% es analfabeta. Caso contrario en las mujeres mayores a seis años, entre quienes en un 16% no sabe leer ni escribir mientras que el 29% declaró saber leer y escribir.

CONDICION DE ALFABETISMO SEGÚN SEXO DE LA POBLACIÓN DE 6 AÑOS O MÁS					
	N	HOMBRE		MUJER	
		n	%	n	%
1. Sólo leer	6	2	1	4	1

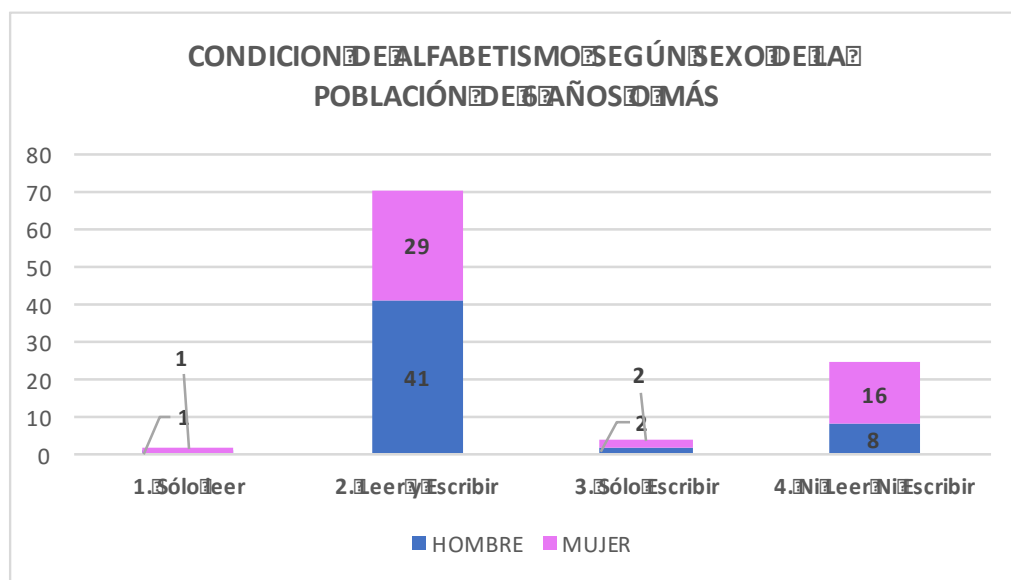
¹⁸ Fuente: <http://www.educ.ar> “Estructura Demográfica de la Población”. Presidencia de la República de Argentina, Ministerio de Educación, Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-No Comercial-CompartirIgual 4.0 Internacional.

¹⁹ La disminución de la población entre 30-44 años es producto principalmente de los flujos migracionales (poblaciones que han experimentado grandes migraciones tienen pirámides con huecos en los grupos de hombres adultos, que son quienes suelen predominar en los movimientos migratorios).

²⁰ En este modelo de pirámide se observa una base muy ancha y una cima muy angosta, típico de poblaciones en las que tanto la natalidad como la mortalidad son altas y la población crece a un ritmo rápido.

²¹ esto puede estar soportado por el hecho de que los flujos migracionales y el contacto con occidente lo hace principalmente el hombre jefe de hogar, que salen de sus comunidades de origen por los motivos expresados en el levantamiento de información, mientras que las mujeres como veremos más adelante a pesar de salir más veces durante el año de su comunidad, para recibir el Bono de Desarrollo Humano (BDH), su salida es menor en términos de tiempo, es decir, pasan menos tiempo afuera de la comunidad a pesar de que salgan más veces. Otro dato importante es que son más las mujeres que se encuentran en la condición de analfabetismo (54 de cada 100), mientras que sólo 40 de cada 100 hombres declararon no saber leer ni escribir. En todo caso, surge la recomendación de que si se requiere ampliar la información referente a estos temas de alfabetismo se profundice a través de pruebas de medición para determinar el nivel de alfabetismo en cada grupo de población, porque del proceso de levantamiento de información se constató que a pesar de que las personas declararon saber leer y escribir Castellano presentaban limitaciones en el proceso de comunicación. A pesar de que un 70% de la población encuestada declaró saber leer o escribir o ambos, se sugiere que para determinar exactamente el nivel de la condición de alfabetismo se realicen pruebas más específicas en torno al nivel de alfabetismo.

2. Leer y Escribir	263	154	41	109	29
3. Sólo Escribir	14	7	2	7	2
4. Ni Leer Ni Escribir	91	31	8	60	16
TOTALES	374	194	52	180	48



Esto se soporta cuando se observa la asistencia a clases de la población, donde solo un 43% declaró asistir a clases, compuesto por 46% de hombre y 40% de mujeres, mientras que un 57% indicó no estar asistiendo a clases de los cuales corresponde un 54% a hombres y 60% a mujeres.

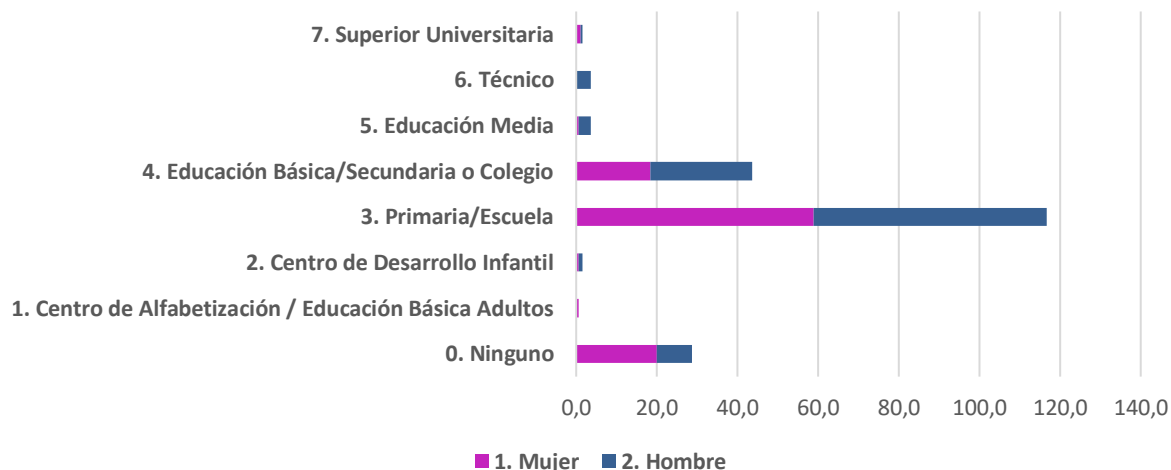
ASISTENCIA A CENTRO DE EDUCACIÓN SEGÚN SEXO DE LA POBLACIÓN DE 6 AÑOS O MÁS						
	N	%	1. Mujer		2. Hombre	
			n	%	n	%
1. SI	161	43	72	40.0	89	45.9
2. NO	213	57	108	60.0	105	54.1
TOTALES	374	100	180	100	194	100

De la población que se educa en el sistema formal, el 50% se distribuye entre la escuela primaria y la educación básica, mientras que el 43% no acude a ningún centro educativo.

LOGRO EDUCATIVO SEGÚN SEXO DE LA POBLACIÓN EN EDAD ESCOLAR

			1. Mujer		2. Hombre	
	N	%	n	%	n	%
0. Ninguno	193	35.2	36	20	17	8.8
1. Centro de Alfabetización / Educación Básica Adultos	1	0.2	1	0.6	0	0.0
2. Centro de Desarrollo Infantil	21	3.8	1	0.6	2	1.0
3. Primaria/Escuela	233	42.5	106	58	112	58
4. Educación Básica/Secundaria o Colegio	83	15.1	33	18	49	25
5. Educación Media	7	1.3	1	0.6	6	3.1
6. Técnico	7	1.3	0	0.0	7	3.6
7. Superior Universitaria	3	0.5	2	1.1	1	0.5
TOTAL	548	100	180	100	194	100

LOGRO EDUCATIVO SEGÚN SEXO DE LA POBLACIÓN EN EDAD ESCOLAR



Conforme al tiempo que tiene sin estudiar la población en edad escolar, interesa a la luz del proyecto observar el porcentaje de personas que han dejado de estudiar en los últimos dos años desde que se implementaron los proyectos en estas comunidades. Así solo 17 personas han dejado de estudiar desde que se implementó el proyecto de las cuales 10 son mujeres y 7 hombres.

TIEMPO SIN ESTUDIAR DE LA POBLACIÓN EN GENERAL						
			1. Mujer		2. Hombre	
	N	%	n	%	n	%
1-2 AÑOS	17	3.1	7	1.3	10	1.8
> 2 AÑOS	141	26	67	12	74	14
NO ESTUDIA	114	21	60	11	54	9.9
CONTINÚA ESTUDIANDO	182	33	89	16	93	17
N/A	94	17	51	9.3	43	7.8
TOTALES	548	100	274	50	274	50

5.2.- Situación ocupacional y gastos

Un 99% de la población declaró no contar con apoyo económico por parte de sus familiares que residen fuera de la comunidad, el 1% que recibe ayuda económica²² declara recibir mensualmente entre 50.00 USD y 150.00 USD. Por otra parte, sólo el 18% del total de la población femenina cuenta con el Bono de Desarrollo Humano²³, es decir que tiene un ingreso fijo mensual de 50.00 USD, frente al 82% de las mujeres que no cuentan con ningún tipo de ingreso.

¿CÁNTO DINERO RECIBE DE FAMILIARES FUERA DE LA COMUNIDAD?						
USD	(f)	%	1. Mujer		2. Hombre	
			n	%	n	%
0	542	99	271	99	271	99
0-50	4	0.7	2	0.7	2	0.7
51-100	1	0.2	0	0	1	0.4

²² En cuanto a la desagregación por sexos de la población que recibe ayuda por parte de familiares fuera de la comunidad, tenemos que tanto hombres como mujeres con familiares fuera de sus comunidades de origen reciben ayuda económica y estos porcentajes no difieren el uno del otro. Sin embargo, A pesar de ser la misma cantidad de hombre y mujeres los que reciben dinero de familiares que están fuera de la comunidad, son las mujeres las que reciben más dinero frente a los hombres.

²³ El sedentarismo poblacional de los hogares Achuar entrevistados, se manifiesta de forma tal que el 78% de la población mayor de edad declaró no salir de la comunidad durante el año, mientras que el 22% restante sí, curiosamente cuando se observa la descomposición por sexo que nos permite indagar sobre si salen más las mujeres que los hombres de su comunidad, vemos que el 41% de la población femenina entrevistada manifestó que si sale de la comunidad, frente a un 58% que declaró que no salía de la comunidad, mientras que del lado de los hombres vemos que, el 49% dijo que sí salía de la comunidad frente al 51% que manifestó que no salía. En ese sentido la movilización femenina en las comunidades Achuar está asociada a los viajes de las mujeres a cobrar el BDH.

101-150	1	0.2	1	0.4	0	0
TOTALES	548	100	274	100	274	100

PORCENTAJE DE MUJERES QUE RECIBE EL BONO DE DESARROLLO HUMANO		
	(f)	%
1. SI	50	18.2
2. NO	224	81.8
TOTAL	274	100

Los gastos del hogar asociados a la adquisición de servicios de (Agua, Luz, Internet, Teléfono, Celular, TV, Gasoil, Gasolina, etc.) conforme lo expresaron los 92 jefes de hogar o informantes claves entrevistados no superan los 50.00 USD mensuales.

USD	(f)	(%)
0	0	0.0
0-50	92	100.0
TOTAL	548	100

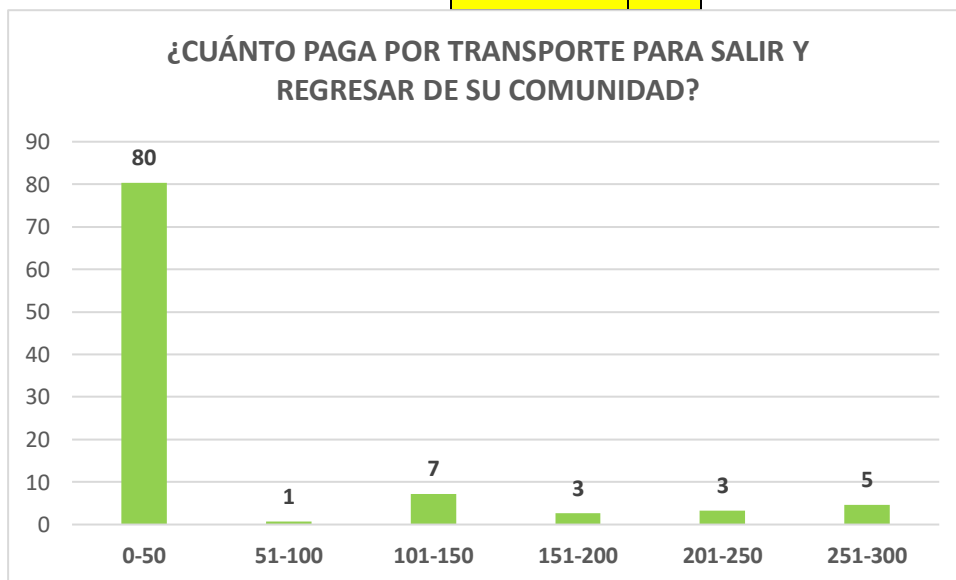
El 26% de la población femenina declaró movilizarse fuera de su comunidad entre 1 y 2 veces al mes, mientras que los hombres salen de su comunidad en 30% con la misma frecuencia, esta frecuencia en la movilización contrasta con el porcentaje de hombres y mujeres que declararon no salir de la comunidad. A saber, 58 de cada 100 mujeres y 51 de cada 100 hombres declararon que no se movilizan entre comunidades.

VECES AL MES	1. Mujer		2. Hombre	
	n	(%)	n	(%)
1 VEZ AÑO	1	0.4	1	0.4
CADA 3 MESES	21	7.7	21	7.7
CADA 4 MESES	9	3.3	8	2.9
2 VECES AÑO	7	2.6	10	3.6
1 VEZ AL MES	45	16	54	20
2 VECES AL MES	26	9.5	27	9.9
3 VECES AL MES	4	1.5	9	3.3
4 VECES AL MES	1	0.4	2	0.7

6 VECES AL MES	1	0.4	1	0.4
NO SALE	159	58	141	51
TOTALES	274	100	274	100

El costo mínimo de movilización para aquellas personas que se movilizan entre las distintas comunidades desde su comunidad de origen, es de 50.00 USD y el costo máximo es de 400.00 USD.

USD	(f)
0-50	122
51-100	1
101-150	11
151-200	4
201-250	5
251-300	7
301-350	1
351-400	1
TOTAL	152



Fuente: Levantamiento de información de seguimiento. Noviembre, 2017.

Los principales motivos de movilización de la población son para realizar compras de bienes y suministros y para visitar a los familiares, solo un 41% se moviliza para cobrar el BDH

De las actividades diarias principales encontradas, el 27% declaró que su actividad diaria principal es trabajador agropecuario del hogar sin pago (Cultivar la Chakra, Limpiar la pista de aterrizaje y rozar los terrenos de la siembra), de los cuales el 45% son mujeres; mientras que el 23% declaró

que era trabajador agropecuario por cuenta propia, de los cuales el 41% son hombres. Sin embargo, el 50% de la población en Otra Especifique corresponde a los estudiantes.

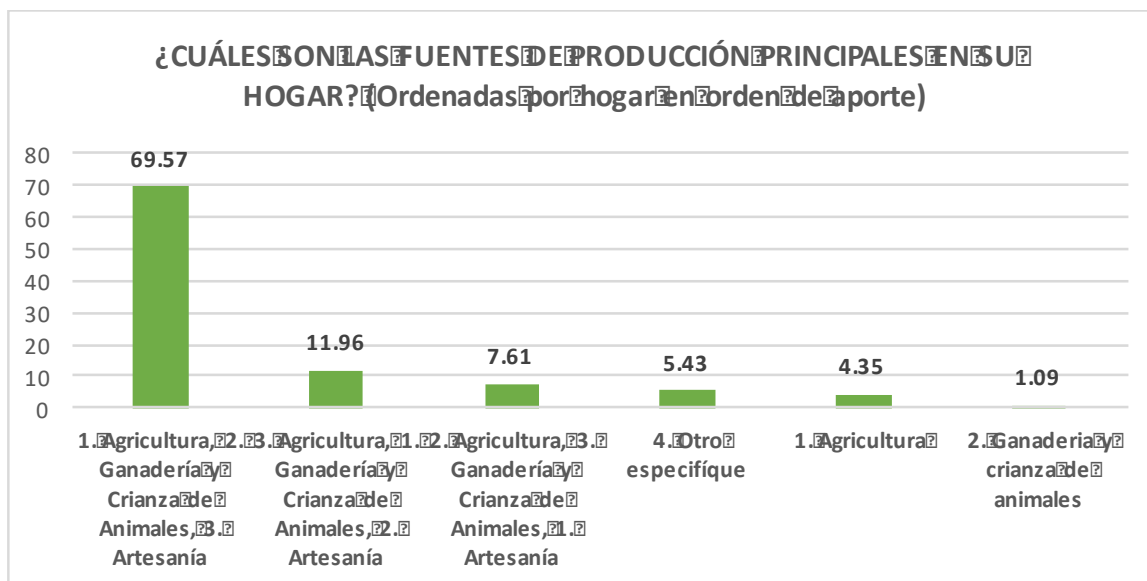
DENTRO DE SUS LABORES DE TRABAJO, ¿A QUÉ SE DEDICA LA MAYOR PARTE DEL TIEMPO?						
			1. Mujer		2. Hombre	
	N	%	n	%	n	%
1. Jornalero o Peón	0	0	0	0.0	0.0	0.0
2. Trabajador del hogar sin pago	1	0.3	0	0.0	1.0	0.5
3. Trabajador no del hogar sin pago	0	0	0	0.0	0.0	0.0
4. Jornalero/Peón agropecuario	0	0	0	0.0	0.0	0.0
5. Trabajador agropecuario por cuenta propia	92	23	9	4.6	83.0	41.3
6. Trabajador agropecuario del hogar sin pago	107	27	88	44.7	19.0	9.5
7. Trabajador agropecuario no del hogar sin pago	0	0	0	0.0	0.0	0.0
8. Empleado (a) doméstico (a)	0	0	0	0.0	0.0	0.0
9. Otra especifique	198	50	100	50.8	98.0	48.8
TOTALES	398	100	197	100	201	100

Del mismo modo durante el levantamiento se detectó que son los hombres los únicos que realizan actividades de trabajo remunerado (profesores, choferes y comerciantes de productos agrícolas), esto representa un porcentaje mínimo de la población en general, siendo un 1,2%.

A.5.3.- Tierra producción y comercialización de productos

- Con respecto a las actividades productivas²⁴ priorizadas por los hogares vemos que el 96% de los jefes de hogar entrevistados en el área de concesión de la EED Centro sur ha cultivado las tierras durante los últimos doce meses.
- Ante la pregunta ¿Cuáles son las fuentes de producción principales en su hogar? ordenadas por orden de aporte los resultados arrojaron que en un 70% de hogares, es en primer lugar la agricultura, en segundo lugar, la ganadería y en tercer lugar la artesanía.

²⁴ De los hogares se dedican a labores de agricultura y siembra, en 35 de cada 100 hogares practican labores de cría de animales (pollo o gallina -ankash-, pato -patush- y muy eventualmente a la ganadería vacuna), misma que ha aumentado desde el 2015 a la fecha. Mientras que en última actividad está la elaboración de artesanías (changuinas, pining, tachó, pulseras y aretes), es importante resaltar que estas actividades no son mutuamente excluyentes, lo que quiere decir que, en un mismo hogar pueden dedicarse a la siembra de cultivos, cría de animales y a la realización de artesanías.



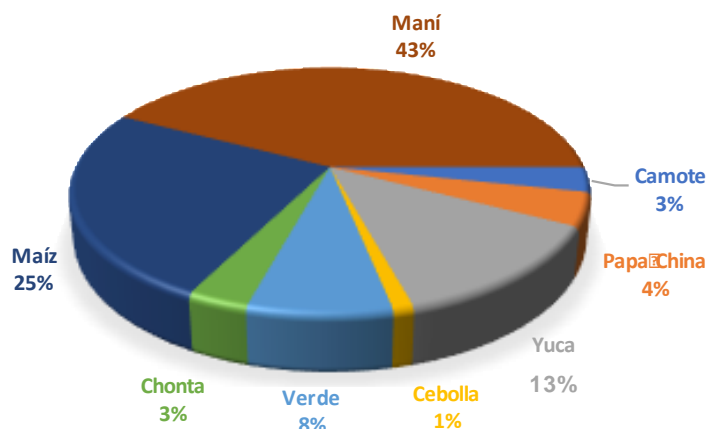
- Con respecto al cultivo de tierras, en el hogar de los 92 jefes de hogar encuestados en un 95% indicó que se cultivan tierras que bien son de uso particular del grupo familiar o, son de uso comunitario.

IDENTIFIQUE LOS USOS QUE USTED O SU FAMILIA LE DAN A LA TIERRA QUE POSEEN		
	(f)	%
1. Producción Agrícola	87	95
2. Producción Pecuaria	4	4.3
3. Otro Específico	1	1.1
TOTALES	92	100

- Ante la pregunta: ¿Son comercializados los productos que se producen en sus tierras?, las respuestas arrojaron que en un 49% de los hogares la producción agrícola se comercializa. Del mismo modo los productos que so comercializados corresponden a Maní, Maíz, Yuca, Verde entre otros. Cuyo porcentaje de comercialización se representa en el grafico a continuación.

	(f)	%
1. Si	45	48.9
2. No	47	51.0
TOTAL	92	100

**PORCENTAJE DE LA PRODUCCIÓN AGRÍCOLA
COMERCIALIZADA POR HOGAR**

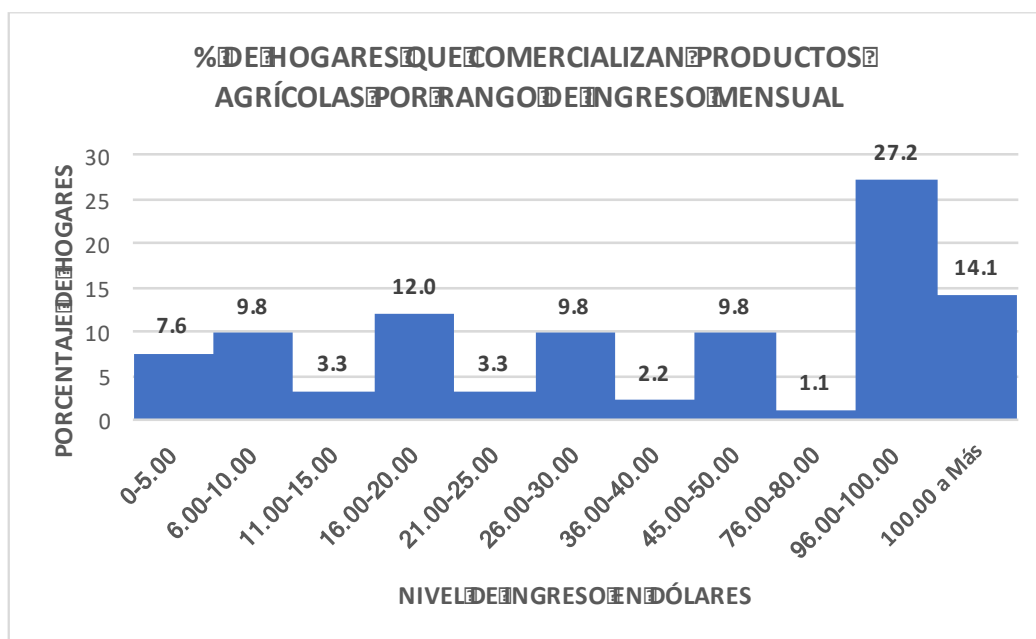


- La representación anterior corresponde a los productos que son comercializado y el porcentaje de estos que se comercializa frente al total de la producción por hogar.
- Los ingresos²⁵ mensuales por la comercialización de productos agrícolas es de 96.00 USD y 100.00 USD de los hogares que comercializan su producción.

NIVEL DE INGRESO EN USD	(f)	(%)
0-5.00	7	7.6
6.00-10.00	9	9.8
11.00-15.00	3	3.3
16.00-20.00	11	12.0
21.00-25.00	3	3.3
26.00-30.00	9	9.8
36.00-40.00	2	2.2
45.00-50.00	9	9.8

²⁵ El ingreso promedio por actividad productiva fue calculado en base a los montos declarados de ventas de cada uno de los rubros de los componente agrícola, cárnico y artesanal, de aquellos hogares que manifestaron comercializar cualquiera de estos tres tipos de producción. Se establecieron rangos de ingreso para cada tipo de producción, para determinar la frecuencia de hogares que recibían ingresos mensuales dentro de ese rango, para luego determinar, entre el total de la población de hogares, que declararon comercializar su producción agrícola, cárnica o artesanal el porcentaje de hogares que realmente reciben ingresos mensuales dentro de los rangos diseñados. Posteriormente, se calculó el monto promedio de ingresos de los hogares que comercializan sobre el total de viviendas productoras y se obtuvo un promedio de ingresos mensual; del mismo modo se calculó el porcentaje de hogares que comercializan la producción por tipo.

76.00-80.00	1	1.1
96.00-100.00	25	27.2
100.00 a Más	13	14.1
TOTALES	92	100



- Del total de 92 jefes de hogares

DESTINO DE LA PRODUCCIÓN DE ANIMALES

	(f)	%
1. Se sacrifica	0	0
2. Consumo del hogar	37	40
3. Consumo de trabajadores en el hogar	0	0
4. Venta	53	58
TOTALES	90	98

- entrevistados, un 78% manifestó que criaba animales²⁶, mientras un 54% manifestó no criar animales, seguidamente, de este 78% que representa a 72 hogares, 40% de ellos utiliza la crianza y producción únicamente para autoconsumo, mientras que 58% de ellos comercializa este tipo de productos. El 58% de los hogares que comercializan esta producción tienen un ingreso mensual por la venta de los animales²⁷ de hasta 20.00 USD para los que comercializan pollos y gallinas, mientras que los que comercializan ganado vacuno tiene un ingreso promedio mensual de hasta 100.00 USD.

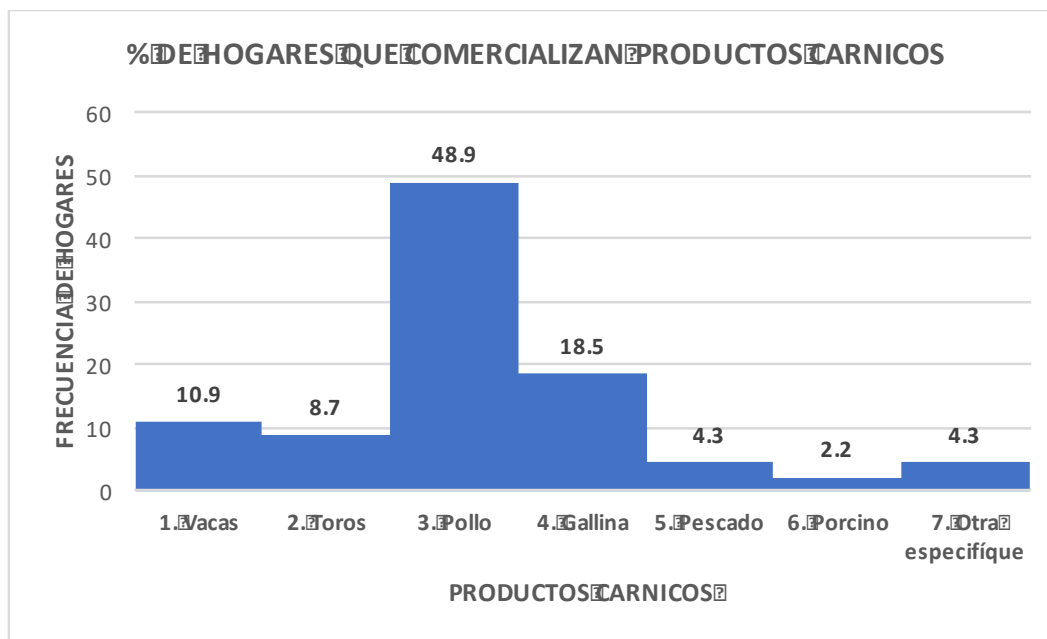
Por ello ante la pregunta: ¿Cuál es el porcentaje de hogares que comercializan los productos cárnicos? Tenemos que, del 100% de hogares que crían cada tipo de animal si bien un 58% destina la cría a la venta, los porcentajes a continuación corresponden a la cantidad por producto cárnico que se vende.

¿SE CRÍAN ANIMALES EN SU HOGAR?		
1. Si	72	78.2 %
2. No	20	
TOTAL	92	

	(f)	%
1. Vacas	10	10.9
2. Toros	8	8.7
3. Pollo	45	48.9
4. Gallina	17	18.5
5. Pescado	4	4.3
6. Porcino	2	2.2
7. Otra especifique	4	4.3
TOTALES	90	98

²⁶ La producción cárnica y la crianza de animales para autoconsumo o comercialización, que se esperaba fuese la primera fuente de provisión proteica de los hogares encuestados en las 13 comunidades, se compone de pollos, gallina y ganado vacuno –de manera creciente- y se expresa de la como en los cuadros anteriores.

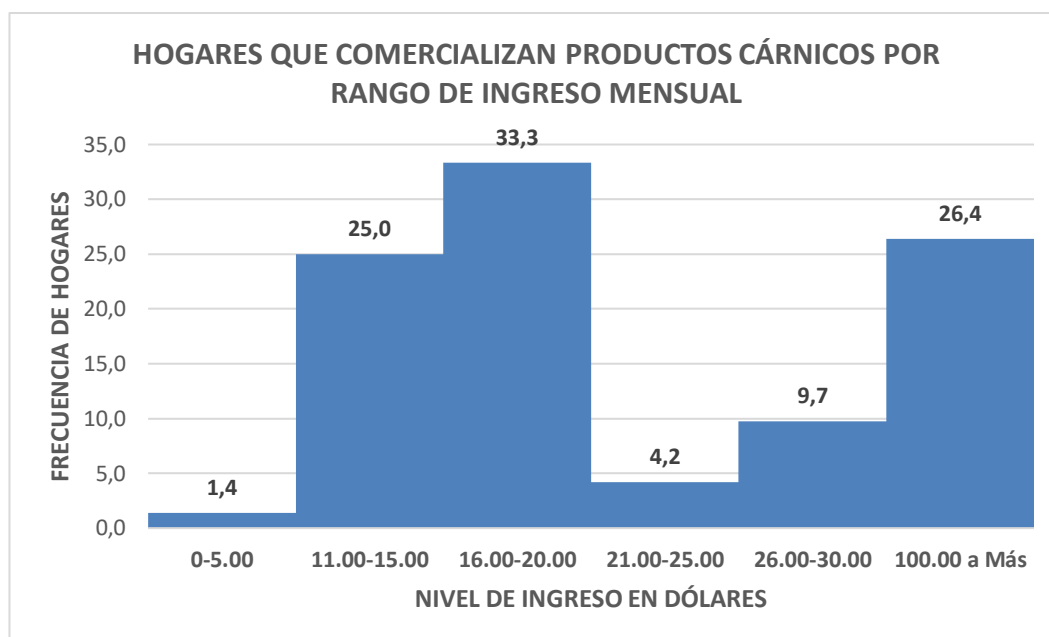
²⁷ Del 78.2% de las viviendas donde se crían animales principalmente pollos, gallinas, patos y ganado (esta última actividad ha incrementado su presencia en los últimos dos años), el 58% de estos destina su producción a la venta y comercialización, obteniendo un ingreso promedio mensual de hasta 20.00 USD para los comerciantes de pollos, gallinas y patos y por otra parte un ingreso de hasta 100.00 USD mensuales para los comerciantes de ganado vacuno. monto incrementado por la venta y comercialización del ganado que se produce en promedio una vez al año, por eso el porcentaje de hogares con ingresos más altos es menor a diferencia de la comercialización de productos agrícolas, porque la actividad ganadera es escasa e incipiente, mientras que el 80% de los hogares que crían animales y los comercializan obtienen al año ingresos que van desde 1 USD hasta 20.00USD.



Fuente: Levantamiento de información de seguimiento. Noviembre, 2017.

INGRESOS POR COMERCIALIZACIÓN DE CÁRNICOS

	(f)	%
0-5.00	1	1.4
11.00-15.00	18	25.0
16.00-20.00	24	33.3
21.00-25.00	3	4.2
26.00-30.00	7	9.7
100.00 a Más	19	26.4
TOTALES	72	100

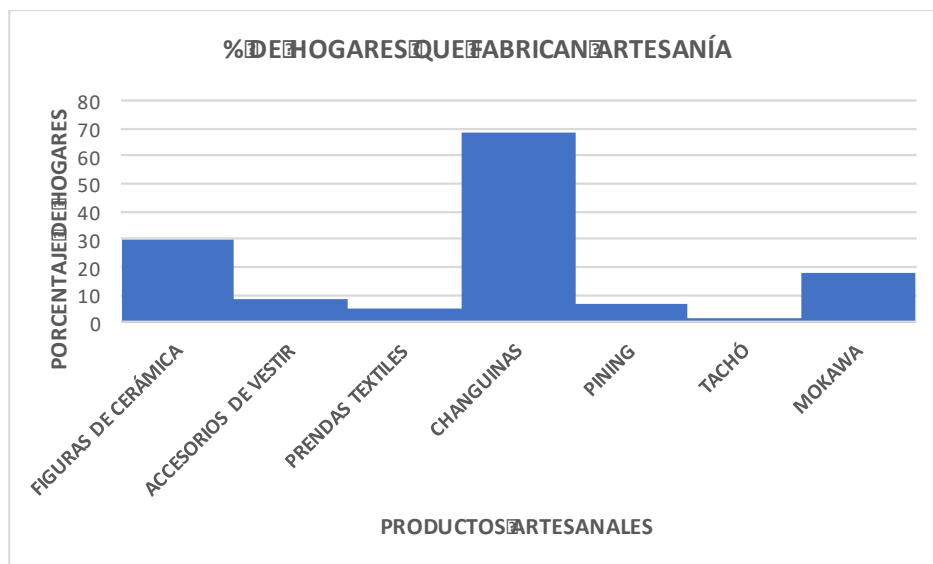


- Por último, un 62% de los jefes de hogar manifestaron producir artesanías de los cuales 44 de ellos comercializan la producción artesanal, el detalle de la producción mensual y comercialización de artesanías en los cuadros a continuación.

	(f)	%
1. Si	57	62
2. No	35	38
TOTAL	92	100

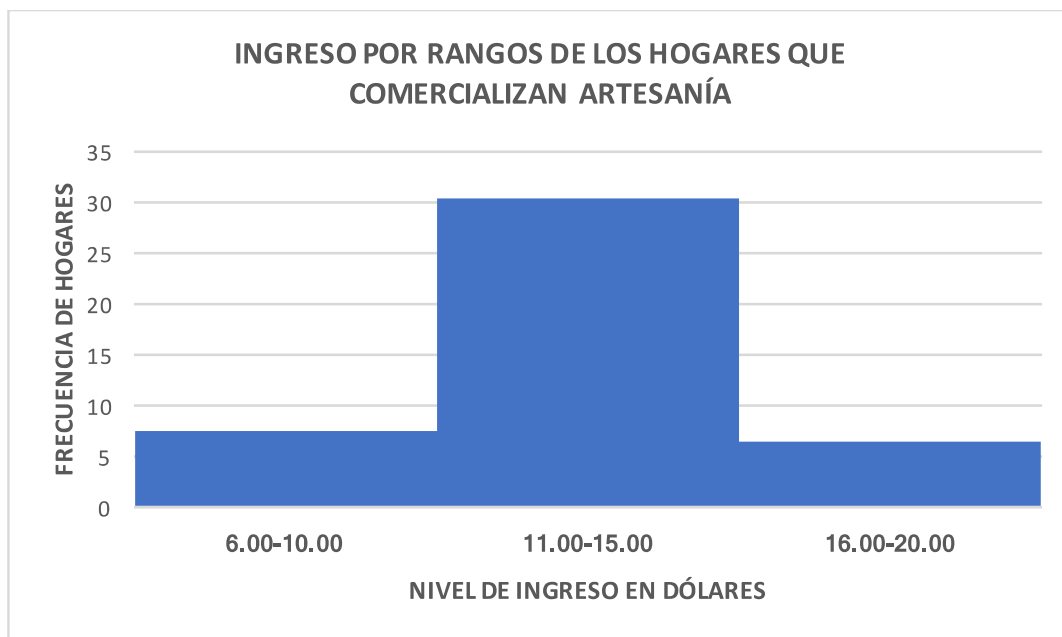
ARTESANÍAS FABRICADAS POR LOS HOGARES

	(f)	%
FIGURAS DE CERÁMICA	17	30
ACCESORIOS DE VESTIR	5	8.8
PRENDAS TEXTILES	3	5.3
CHANGUINAS	39	68
PINING	4	7
TACHÓ	1	1.8
MOKAWA	10	18



Fuente: Levantamiento de información de seguimiento. Noviembre, 2017.

INGRESOS POR COMERCIALIZACIÓN DE ARTESANÍAS		
	(f)	%
0	35	38
6.00-10.00	7	7.6
11.00-15.00	28	30
16.00-20.00	6	6.5
41.00-45.00	1	1.1
96.00-100.00	1	1.1
100.00 a Más	1	1.1



- Los ingresos promedios recibidos por concepto de la venta y comercialización de artesanías en las comunidades visitadas está en hasta 15.00 USD mensuales. Siendo las artesanías más comercializadas los artículos de cerámica.

5.4.- Equipamiento y Gasto Energético

- La carga energética de los hogares de las comunidades fue determinada a través del número y tipo de electrodomésticos que tenían en el hogar al momento del levantamiento de información, encontrándose en las 13 comunidades la siguiente información:

DETALLE DE LA CARGA ENERGÉTICA			
	(f)	W	Q
FOCOS	243	11	2.6
RADIO	13	13	13
TELEVISOR	5	70	5
DVD	3	100	3
CARGADOR DE PILAS	4	10	4
TELÉFONO	11	10	11
LAPTOP	8	12	8

- Por otra parte, se determinó el uso de energéticos sustitutos por hogar, esto es multiplicar, cuantos hogares usan cada tipo de fuente de energía (f), por la cantidad de estos energéticos que usan (q), este resultado nos da un total que multiplicaremos por el precio unitario del energético obteniendo finalmente el gasto energético.
- Así el gasto energético corresponde a 540.00 USD en total del total de hogares, que dividido para los 92 hogares levantados el gasto energético promedio por hogar será de 5.87 USD, que sumado este monto al monto de recaudación mensual de la EED Centrosur 1.46 USD, tenemos un total del Gasto Energético Promedio Mensual por Hogar de 7.33 USD.

USO DE ENERGÉTICOS SUSTITUTIVOS EN LOS HOGARES					
FUENTE	(f)	(q)	Total	USD	Gasto Energético
VELAS	1	5	5	5	\$ 25
DIESEL	0	0	0	0	\$ -
GASOLINA	5	2	10	5	\$ 50
PILAS	82	2	164	2.5	\$ 410
GAS	1	1	1	5	\$ 5
BATERIAS	1	1	1	50	\$ 50
LEÑA	91	3	273	0	\$ -
KEROSENE	0	0	0	0	\$ -
KEREX	0	0	0	0	\$ -
GENERADOR	0	0	0	0	\$ -
GASTO ENERGÉTICO DEL TOTAL DE HOGARES					\$ 540.00
GASTO ENERGÉTICO / NUMERO DE HOGARES					\$ 5.87
TARIFA MENSUAL DE RECAUDACIÓN DE LA EED					\$ 1.46
GASTO ENERGÉTICO MENSUAL POR HOGAR					\$ 7.33

- Con respecto al número de miembros que han sido capacitados a la fecha por las empresas contratistas adjudicadas para la implementación de los proyectos en cada comunidad, teniendo en cuenta que estas dentro de sus cláusulas contractuales tenían labor de capacitar a miembros de la comunidad para la Operación y Mantenimiento de los sistemas, tanto individuales como micro redes, tenemos que solo el 34% de hogares manifestaron tener al menos un miembro de su familia capacitado en O&M, estos son 31 hogares, mientras que el 66% de los hogares no cuentan con ningún miembro capacitado, conforme lo expresaron los jefes de hogar durante el levantamiento.

¿CUÁNTOS MIEMBROS DE SU FAMILIAR FUERON CAPACITADOS EN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO?		
	(f)	%
1. De 1 a 3	31	34
2. Más de 3	0	0
3. Ninguno	61	66
TOTAL	92	100

- Seguidamente, la dotación de la infraestructura educativa electrificadas por el programa en las comunidades arrojó el siguiente resultado, de las 13 comunidades solo 10 cuentan con escuelas de educación primaria y básica de las cuales ninguna cuenta con el servicio de electricidad.

SI EN SU COMUNIDAD HAY ESCUELA, INDIQUE ¿LA ESCUELA DE SU COMUNIDAD CUENTA CON SERVICIO DE ENERGÍA?

1. Si hay escuela y si cuenta con energía eléctrica	0
2. No hay escuela	3
3. Si hay escuela y no cuenta con energía eléctrica	10

- Finalmente, los trabajos de recaudación de la empresa eléctrica, dado lo distante de algunas comunidades se realiza de manera trimestral o cada cuatro meses, sin embargo, es de resaltar que solo el 39% de los jefes de hogar entrevistados indicó que se dirigían al centro de recaudación más próximo ubicado en Taisha para cancelar el servicio eléctrico. Por otra parte, el 52% de los jefes de hogar manifestaron que cancelaban el servicio de electricidad entre tres a más de cuatro meses.

¿CADA CUÁNTO TIEMPO PAGA USTED EL SERVICIO DE ELECTRICIDAD?		
	(f)	%
Cada Mes	36	39.1
Cada Dos Meses	5	5.43
Cada Tres Meses	30	32.6
Cada Cuatro Meses o más	18	19.6
No Paga	3	3.26
TOTAL	92	100

ANEXO N° 6.- Instrumento para el Levantamiento de Información para la Línea de Seguimiento de la operación EC-G1001

I. DATOS GENERALES				COORDENADA X:		COORDENADA Y:	
1.1 DATOS GENERALES							
1.1.2 COMUNIDAD				1.1.5 NOMBRE JEFE/A			
1.1.3 PARROQUIA				1.1.6 SEXO			
1.1.4 CANTÓN				1.1.7 EDAD			
II. CONDICIONES DE LA VIVIENDA							
2.1 NUMERO DE							
2.2 TIPOS DE MATERIALES							
2.2.1 MATERIALES DE PARED			2.2.2 MATERIALES DE PISO			2.2.3 MATERIALES DE TECHO	
a. HORMIGÓN			a. BALDOSA			a. TEJA	
b. LADRILLO			b. MADERA			b. MADERA	
c. MADERA			c. TIERRA			c. PAJA/PALMA	
d. ADOBE			d. LADRILLO/CEMENTO			d. ETERNIT	
e. ESTERAS			e. OTROS			e. HORMIGÓN	
f. SIN PAREDES						f. ZINC	
g. OTROS						g. OTROS	
2.3 TIEMPO EN LA VIVIENDA		2.3.1 ¿CUÁNTO TIEMPO HA VIVIDO EN ESTA					
III. ACCESO A SERVICIOS BÁSICOS							
3.1 FORMAS DE ABASTECIMIENTO DE AGUA							
3.1.1 TIPOS		a. AGUA ENTUBADA		c. AGUA DE RIO		e. AGUA DE LLUVIA	
		b. AGUA DE		d. AGUA DE POZO		f. OTROS	
3.1.2 BOMBEO DE AGUA		a. SI		a1. ¿DE CUÁNTOS CABALLOS ES LA BOMBA?		a2. ¿CUÁNTAS HORAS AL DÍA ¿FUNCIONA?	
		b. NO				a3. ¿QUIÉN REALIZA EL ¿MANTENIMIENTO?	
3.1.3 ¿ALGUIEN DE LA FAMILIA ACARREA AGUA?		a. SI		a1. ¿CUÁNTO TIEMPO NECESITA PARA RECOGERLA		a2. ¿CUÁNTO RECOGE CADA VEZ? (ESTIMACIÓN EN L)	
		b. NO				a3. ¿QUIÉN NORMALMENTE PARTICIPA EN LA RECOGIDA DE AGUA? (*)	
3.2 TRATAMIENTO		3.2.1 ¿TRATAN DE POTABILIZAR EL		a. SI		a1. HIERVEN EL AGUA	
				b. NO		a2. PONEN CLORO AL AGUA	
						a3. OTRO	

3.3 SERVICIOS DE		a.		b.		c. CAMPO ABIERTO		d. OTROS			
3.4 SERVICIO DE ENERGÍA	3.4.1 DISPONE DE SERVICIO DE	a. SI		a1. ¿A PARTIR DE QUÉ FUENTE/EQUIPO?							
	b. NO		a2. ¿CUÁL ES SU	Bueno		Regula		Malo			
IV. CARACTERÍSTICAS SOCIALES											
4.1 COMPOSICIÓN FAMILIAR Y NIVEL DE EDUCACIÓN	PARENTESCO (*)	SEXO (+)	EDAD	IDIOMA	NIVEL DE EDUCACIÓN (**)						
V. ECONOMÍA FAMILIAR Y ACTIVIDADES PRODUCTIVAS											
5.1 ¿A QUÉ SE DEDICA PRINCIPALMENTE?											
5.1.1 GANADERÍA		Hombre		Mujeres		5.1.4 COMERCIO		Hombres		Mujeres	
5.1.2		Hombre		Mujeres		5.1.5 DOCENCIA		Hombres		Mujeres	